

Sähköverkon siirtotuotteiden tariffien tehopohjainen rakenne ja vaikutukset

Olli Vaniala

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 29.09.2019.

Työn valvoja

Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja

DI Jukka Rouhiainen



Tekijä Olli Vaniola

Työn nimi Sähköverkon siirtotuotteiden tariffien tehopohjainen rakenne ja vaikutukset

Koulutusohjelma Elektroniikka ja sähkötekniikka

Pääaine Electrical Power and Energy Engineering **Pääaineen koodi** ELEC3024

Työn valvoja Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja DI Jukka Rouhiainen

Päivämäärä 29.09.2019

Sivumäärä 65

Kieli Suomi

Tiivistelmä

Tässä diplomityössä tarkastellaan verkkotoiminnan siirtohinnoittelun suunnittelua ja sen toteutumista erillisillä tariffirakenteilla. Hinnoittelun kannalta tutkitaan, miten hinnastot muodostuvat ja miten hinnastot muodostavat verkkokustannukset kohdistetaan tuotteille. Tariffiuudistuksen tärkein osuus on kuitenkin uuden huipputehokomponentin tuominen Porvoon Sähköverkon käyttöön. Huipputehokomponentilla tarkoitetaan asiakkaan laskutuksen muodostamista täysin tai osittain sen kuluttaman sähkötehon mukaan, eikä kulutetun sähköenergian perusteella.

Tehokomponentin lisäämistä osaksi siirtohinnastoa, perusmaksun ja siirtoenergian ohelle, tarkastellaan sekä asiakkaiden laskutuksen ja kulutustottumusten kannalta. Tarkasteluja tehdään sattumanvaraisilla asiakasryhmillä ja erillisiasiakkailla. Käytännössä tehokomponentti palkitsee asiakkaita, joiden kulutus on tasaista koko päivän aikana. Mutta lopullinen asiakkaan laskun suuruus riippuu verkkoyhtiön omasta valinnasta tehokomponentin käytössä ja mitkä huipputehot lasketaan ja huomioidaan sekä miten huipputehotunneille lasketaan keskiarvo.

Tehokomponentin käyttöönottoa asiakkaiden kulutuksessa ja sähkönkäytön totumuksissa verrattiin lyhyesti aiempiin siirtoenergian hinnoittelun nostoon. Siirtoenergian hinnan nostolla ei nähty tarkastelluissa kuluttajissa mitään merkittävää muutosta kulutuksessa. Tehokomponentin vaikutus kuluttajien sähkönkäytössä on mahdollisesti siirtoenergian hinnan nostosta poikkeava, mutta silti tehokomponentilla oletetaan olevan pieni vaikutus kuluttajien sähkönkäyttötottumuksiin.

Avainsanat Huipputeho, jakeluverkko, siirtoverkko, siirtohinta, tariffisuunnittelu, tehotariffi

Author Olli Vaniala

Title Distribution network power based commodity tariff structure and effects on users

Degree programme Elektroniikka ja sähkötekniikka

Major Electrical Power and Energy Engineering

Code of major ELEC3024

Supervisor Prof. Matti Lehtonen

Advisor M.Sc. Jukka Rouhiainen

Date 29.09.2019

Number of pages 65

Language Finnish

Abstract

In this master's thesis the tariff structures of distribution networks plan, design and how the tariff is calculated with various structures. An overview of the pricing is performed to show how the pricing structures are formed and how the pricing structures are targeted to the commodity tariffs for the distribution company. The major point of the tariff structure update, however, is to implement a maximum power-based tariff system for use in the Porvoon Sähköverkko -company. The maximum power-based tariff refers to a tariff system where the consumer is billed based partly or completely by how high the maximum power of the consumer in each billing period is, rather than just using consumed energy for billing.

The addition of maximum power to be a component in the tariff structure alongside transmission energy and the fixed charge is observed from the point of view of consumer billing and consumption habits. The observations are performed on random consumer groups and consumers. Basically, the maximum power component should reward consumers, whose energy consumption is consistently constant throughout the day in a billing cycle. However, the result of the amount billed is dependent on how the distribution network company decides on, how they will implement the maximum power component, which maximum powers are counted and how they are calculated, dismissed or averaged.

The customer reaction and effect on consumption when introducing the maximum power-based tariff, was shortly compared to previous increases in the transfer energy tariff. The increase on the price of transfer energy did not show much impact in the amount of energy transferred in the randomly selected customers. Hence the introduction of power based should not affect the overall consumption of consumers but the effect of the power component in the tariff system might have some impact in the customer awareness and usage of maximum power.

Keywords Distribution network, maximum power, power tariff, tariff planning, transfer network, transfer price

Esipuhe

Tämä diplomityö on tehty osana Porvoon Sähköverkko Oy:n tehotariffin käyttöönottoa. Työn ohella tehtiin täysmittainen integraatio verkkotoiminnassa Enerity Solutionsin kanssa.

Haluan erityisesti kiittää Professori Matti Lehtosta työn valvonnasta, opastamisesta ja keskustelusta työn aihepiireistä. Lisäksi haluan kiittää Diplomi Insinööri Jukka Rouhiaista työn hyvästä ohjauksesta ja opastuksesta. Haluaisin myös kiittää Porvoon Sähköverkko Oy:n toimitusjohtajaa, Magnus Nylanderia, diplomityön aiheesta ja työn aikana annetuista Porvoon Sähköverkon verkkotoiminnan ja liiketoiminnan tunnusluvuista ja tilastoista.

Lopuksi haluan kiittää perhettäni saamastani tuesta diplomityön ja opintojen kanssa, erityisesti liiketoiminnan ja muiden talousasioiden opastuksesta.

Otaniemi, 29.09.2019

Olli J. Vaniaala

Sisältö

Tiivistelmä	1
Tiivistelmä (englanniksi)	2
Esipuhe	3
Sisältö	4
Lyhenteet	6
1 Johdanto	1
2 Porvoon Sähköverkko Oy	2
3 Sähkön siirron hinnoittelun perusteet	5
3.1 Hinnoitteluun vaikuttavat lait ja säädökset	6
3.1.1 Sähkömarkkinalaki	7
3.1.2 Energiaviraston valvontamalli	8
3.1.3 Kohtuullinen tuottoaste	9
3.1.4 EU:n asettamat direktiivit	10
3.2 Energiaviraston kannustimet	11
3.2.1 Investointikannustin	11
3.2.2 Laatukannustin	11
3.2.3 Tehostamiskannustin	12
3.2.4 Innovaatiokannustin	14
3.2.5 Toimitusvarmuuskannustin	14
3.3 Hinnoittelun periaatteet	14
3.3.1 Aiheuttamisperiaate	15
3.3.2 Yksinkertaisuusperiaate	15
3.3.3 Markkinahintaperiaate	16
3.3.4 Energiatehokkuus	16
3.3.5 Muita periaatteita	16
4 Siirtohinnoittelun laskentaprosessi	18
4.1 Kulutusanalyysi	18
4.1.1 Sähkönkäyttäjien Kuormitusmallit	19
4.1.2 Lämpötilan vaikutus	20
4.1.3 Hajonta, satunnaisvaihtelu ja tehohuippujen päällekkäisyys	22
4.1.4 AMR-datan analyysi	25
4.1.5 Regressioanalyysi ennustettavalla tai tunnetulla tiedolla	26
4.2 Kustannusanalyysi	30
4.2.1 Verkoston rakentamisen kustannukset	33
4.2.2 Loistehon aiheuttamat kustannukset	33
4.2.3 Sähköenergian siirrosta riippuvat kustannukset	34
4.2.4 Sähköverkkovikojen kustannukset	35

4.2.5	Asiakas-, palvelu- ja hallintokustannukset	36
5	Siirtotuotteiden tariffirakenteet	37
5.1	Porvoon Sähköverkon nykyiset siirtotariffirakenteet	37
5.1.1	Siirtomaksun perusmaksu	40
5.1.2	Yleistariffi	40
5.1.3	Aikatariffi	41
5.1.4	Vuodenaikatariffi	41
5.1.5	Pienjänniteyritystariffi	41
5.1.6	Suurjänniteyritystariffi	42
5.2	Tehotariffi Porvoon Sähköverkolla	42
5.2.1	Enercity Solutions -tehotariffiratkaisu	43
5.2.2	Tehotariffin laskenta ja tyypit	43
6	Siirtotuotteiden tehotariffimuutoksen vaikutukset	47
6.1	Tarkasteltavien kuluttajaryhmien määrittely	48
6.2	Kuluttajaryhmien siirtomaksu	49
6.2.1	Siirtomaksun kehitys tehotariffin käyttöönotossa	50
6.2.2	Siirtomaksun korotuksen vertailu	51
6.2.3	Tehotariffin vaikutus kuluttajien sähkönkäyttöön	53
6.2.4	Vaikutukset verkkotoimintaan ja suunnitteluun	56
6.2.5	Aikatariffin ja yöohjauksen käyttö	56
6.2.6	Paikallinen pientuotanto	57
6.2.7	Kysyntäjousto	58
7	Yhteenveto	60
	Viitteet	62

Lyhenteet

AMR	Automatic meter reading, suom. etäluettava mittari
EU	Euroopan Unioni
FMI	Finnish meteorological institute, suom. Ilmatieteenlaitos
GWh	Gigawattitunti, 1 GWh vastaa miljoonaa kilowattituntia
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KOPEX	Kontrolloitavissa oleva operatiivinen kustannus
kV	Kilovoltti, jännitteen yksikkö
kW	Kilowatti, tehon yksikkö
kWh	Kilowattitunti, energian yksikkö
kWh/a	Kilowattitunti vuodessa, energian määrä vuodessa
NKA	Nykykäyttöarvo
PSV	Porvoon Sähköverkko
SKOPEX	Kohtuullinen kontrolloitavissa oleva operatiivinen kustannus
WACC	Weighted Average Cost of Capital suom. pääoman painotettu keskikustannus.

1 Johdanto

Suomen sähkön jakelu voidaan jaotella karkeasti kolmeen toimiryhmään: kanta-verkkoon, alueverkkoon ja jakeluverkkoon. Sähköverkkoyhtiöt toimivat pääasiassa jakeluverkossa, jonka tarkoitus on olla vastata sähkön jakelusta yksityisille kuluttajille ja yrityksille. Sähköverkkotoiminta on myös alueellisesti monopolisoitua, eli aluerajojen sisällä vain yksi sähköverkkoyhtiö saa harjoittaa pien- ja keskijänniteverkon toimintaa.

Sähköverkkotoiminnan kulut ovat pääosin verkon rakentamisen, -uusimisen, -vikojen ja hallinnollisen toiminnan aiheuttamia kustannuksia. Verkon uusimisella tarkoitetaan ilmajohtoverkoston uusimista maakaapeliverkoksi. Energiavirasto on asettanut jakeluverkkoyhtiöille toimintavarmuus ja sähkön laatuvaatimuksen, jossa määritetään jakelun keskeytyksien pisimmäksi ajaksi asemakaava-alueella 6 tuntia ja muilla alueilla 36 tuntia vuoden 2028 loppuun mennessä. Laatuvaatimuksen vuoksi jakeluverkkoyhtiöt ovat alkaneet kehittää toimintavarmuuttaan nostamalla maakaapelointiastetta omassa verkossaan. Verkon maakaapelointi aiheuttaa suurimman osan verkkotoiminnan kuluista. [1]

Perinteisesti sähköverkkoyhtiöt ovat hinnoitelleet sähkönsiirronhinnan kuluttajan pääsulakkeen koon ja energian kulutuksen mukaisesti. Pääsulakkeen koolla on suora vaikutus verkon rakentamisen kuluihin, koska pääsulakkeen koolla tehdään varaus verkon jakelumuuntajan, runkoverkon ja oman liittymisjohdon kestävyydelle.

Energian kulutuksella ei ole suoraa vaikutusta sähköverkkotoiminnan kuluihin, vaikka se monella yksityisellä pienkuluttajalla muodostaa suurimman osan siirtohinnasta. Tätä tariffimallia on käytetty analogisten kiekkomallisten mittarien kulutusdatan kirjauksen puutteellisuuden vuoksi. Nykyisten AMR-mittarien myötä kuluttajan sähkökäytöstä on huomattavasti tarkempi malli, jota voidaan käyttää paremmin tariffien ohjaukseen ja kohtuullisen tuoton laskentaan.

Energian kulutukseen perustuva siirtotariffi on ajanut sähkönkulutukseen "kulutuspiikkejä", jotka kuormittavat verkkoa ja aiheuttaa ongelmallisia tilanteita myös kanta- ja alueverkkojen kannalta. Monet sähköverkkoyhtiöt ovat alkaneet uusimaan tariffirakennettaan, jotta sähköverkkotoiminnan kulut ohjaisivat paremmin siirtotuotteiden hinnoittelua. Käytettyyn tehoon perustuva tariffirakenne on käytössä esimerkiksi Helen Oy:llä ja Keravan Energia Oy:llä käytössä. Tehoon perustuva siirtotariffi on myös lähtökohtaisesti asiakkaan kannalta helpompi ymmärtää aiheuttamisperiaatteen kannalta ja asiakkaan on helpompi vaikuttaa sähkölaskussa siirtohinnan suuruuteen.

Tämän diplomityön tavoitteena on tehdä Porvoon Sähköverkko Oy:lle siirtotuotteiden tehopohjaisen tariffirakenteen selvitys ja käyttöönotto, vaikutus asiakasrajapintaan ja muihin tulevaisuuden verkkotoimintoihin. Tehotariffien rakenteiden selvityksissä ja käyttöönotossa tulee diplomityön kirjoittamisen aikana Porvoon Sähköverkolle käyttöön Tietokouran Enerity-työkalu, jonka toimintaa käydään läpi ja hyödynnetään tässä tutkielmassa. Enerity laskentatyökalun käyttöönotosta ja integraation toimivuudesta vastaa allekirjoittanut.

2 Porvoon Sähköverkko Oy

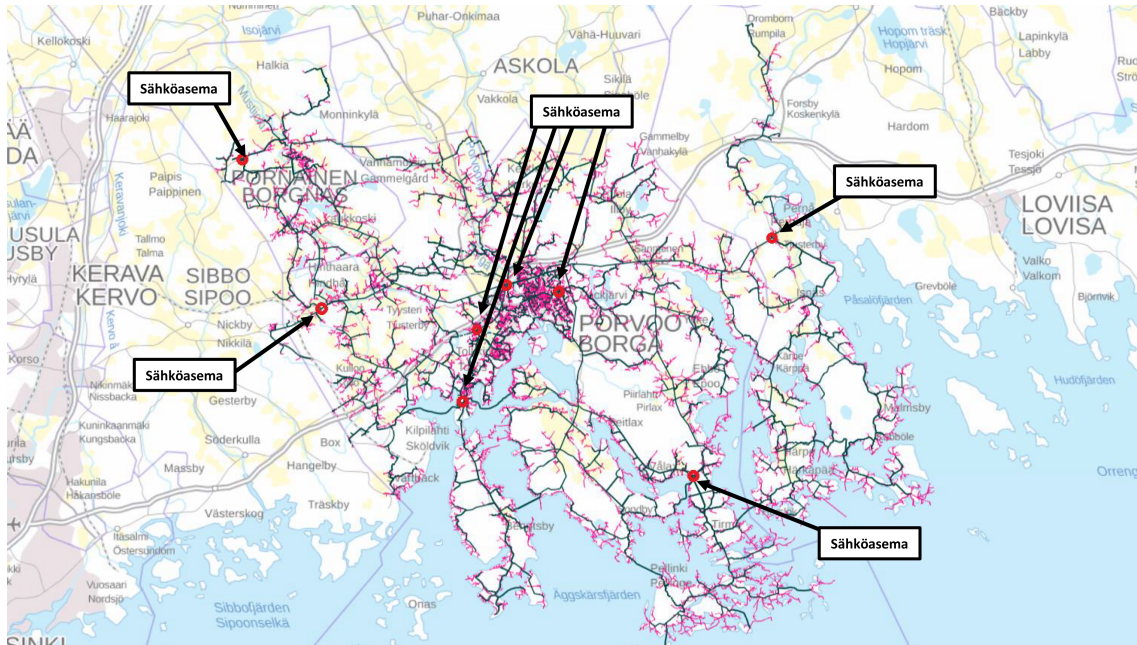
Porvoon Sähköverkko Oy on perustettu Porvoon kaupungin omistamasta Porvoon keskustasta-alueen verkosta vuonna 1995, kun sähkömarkkinalaki astui voimaan, ja siten alkunsa saanut sähköverkkoyhtiö. Porvoon Sähköverkko on Porvoon kaupungin omistaman Porvoon Energia Oy:n tytäryhtiö, jotka muodostavat yhdessä Porvoon energiayhtiöt. Porvoon energiayhtiöt vastaavat Porvoon, läheisen saariston ja Pornaisten pienjännite-, keskijännite- ja ulkovalaistusverkkoja.

Porvoon Sähköverkko Oy hallitsee myös osaa Porvoon seudulla sijaitsevaa 110 kV alueverkkoa. Vuonna 2018 Porvoon Sähköverkko Oy osti Neste Oyj:ltä Porvoon Alueverkko Oy:stä jäljellä olevan osakekannan ja fuusioi Porvoon Alueverkko Oy:n kokonaan Porvoon Sähköverkko Oy:öön 30.6.2018. [2]

Porvoon Sähköverkon hallitseman asennetun sähkökaapelin pituus on noin 3 500 km ja siihen on liitetty noin 34 600 sähkönsiirtoasiakasta, jotka koostuvat 0,4 kV:n pienjänniteasiakkaista ja 28 kappaleesta 20 kV:n keskijänniteasiakkaista. Sähkönsiirtoasiakkaiden yhteen laskettu siirretty energiamäärä oli vuoden 2017 aikana noin 437 GWh. Katuvalaistuksen osuudelta, Porvoon Sähköverkko hallinnoi ja rakentaa Porvoon kaupungin, Pornaisten kunnan ja läntisen Loviisan katuvalaistusta. Katuvalaistuksen laajuus on noin 16 000 valaisinta, joka kattaa täysvaltaisen tie- ja katuvalaistuksen ja osan puistojen, kävelykatujen ja muiden ulkoalueiden valaistuksen. [3, 4]

Jakelumuuntajien kohdalla Porvoossa oman haasteen aiheuttaa ulkovalaistuksen mittauksen ja ohjauksen tarve muuntamoissa tai niiden ulkopuolisissa jakokaapeissa. Porvoon Sähköverkkolla on käytössä KL-Industrin ja Holtabin kanssa erillistilattuja muuntamorakennetyyppejä. Näissä muuntamoissa on mahdollista sijoittaa yhteen ylimääräiseen kojeistokaappiin muuntamossa ulkovalaistuksen tarvitsemat sulakkeet, mittarit, ohjaus ja muut tarvittavat rakenteet.

Porvoon Sähköverkko Oy:llä on 8 sähköasemaa. Sähköasemat ovat 110 kV:n liityntäpisteitä kantaverkkoon tai oman tuotannon voimalaitoksia. Sähköasemilta siirretään päämuuntajalta jakeluverkonhaltijan käyttöön keskijänniteverkon jännite. Sähköasemat sijaitsevat Porvoon Hattulassa, Kevätkummussa, Ölstensissä, Grännassa, Tolkkisissa, Vekkokoskella, Tolkkisissa ja Tjusterbyssä.



Kuva 1: Porvoon Sähköverkko Oy:n sähköasemat sekä keskijännitteen ja pienjännitteen verkkokuva. [5]

Kuvassa 1 nähdään Porvoon Sähköverkon toimintaympäristö kartalla. Kuvasta nähdään myös, että Porvoon Sähköverkon toimiympäristö on 34 600 käyttöpai-
kan määrään nähden melko laaja ja kattaa paljon hankalaa niemistöä ja saaristoa. Porvoon keskusta-aluekin on suhteellisen pieni ja sen ympäröivät pienemmät lähiö-
kaupungit aiheuttavat omia haasteita verkkosuunnittelussa.

Keskijänniteverkko on Porvoon Sähköverkolla käytössä säteittäisenä, mutta se on asennettu Porvoossa pääosin silmukoiduksi. Porvoossa etenkin niemistön ja saa-
riston aiheuttamat haasteet tekevät verkon rakenteesta hyvin helposti säteittäisen, jolloin keskijänniteverkon viat tulee korjata, kun syötön suuntaa ei voida vaihtaa
niin sanotussa verkon hännässä. Tämän vuoksi muuntajien mitoitettu näennäisteho on usein 50 tai 100 kVA. Lähiöissä, teollisuusalueilla ja keskustassa on myös käy-
tössä tehokkaampia muuntajia. Pienjänniteverkko kuitenkin on rakennettu pääosin säteittäiseksi ja sellaisena se on myös käytössäkin. Vain keskusta-alueella ja joissakin
lähiöalueissa on rakennettuna myös rinnakkaisten syöttöjen mahdollisuuksia.

Porvoon Sähköverkon emoyhtiö, Porvoon Energia Oy, toimii pääosin energian
myyjänä ja kaukolämmön siirronhaltijana. Tämän lisäksi Porvoon Energia tuottaa osan Porvoon Sähköverkon siirtämästä energiasta kolmella voimalaitoksella, joista 2
sijaitsee Tolkkisissa ja yksi Loviisassa. Tolkkisissa ja Loviisassa sijaitsevilla biovoima-
laitoksilla tuotetaan osa Porvoossa käytettävästä sähköenergiasta. Sähköenergian vuosituotanto on noin 75 GWh ja vastaa noin 15 % Porvoon Energian vuosien energian
sähkönhankintatarpeesta. Sähköntuotannon lisäksi Tolkkisten ja Loviisan voimalai-
tokset tuottavat kaukolämmön tarvitseman lämpöenergian. [3, 6]

Kaukolämmön puolella Porvoon Energialla on noin 2 100 asiakasta ja kaukoläm-

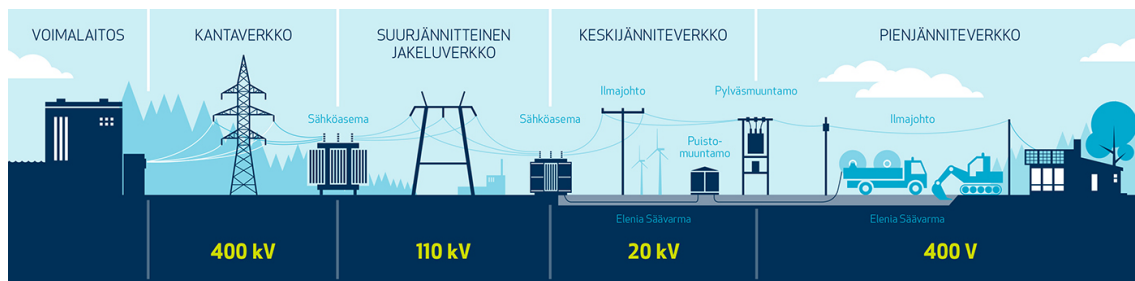
pö siirtoverkosto on jakautunut kahteen osaan voimalaitosten mukaan, Loviisan ja Tolkkisten syöttöön. Porvoon Energian voimalaitosten yhteenlaskettu lämpöenergian vuosituotanto on 240 GWh ja käyttää noin 500 000 kuutiota metsä- ja puuhaketta. Porvoon Energia Oy:n voimalaitosten tuotanto kattaa yli 90 % kaukolämmön tarvitsemasta energiasta Porvoossa. [4, 6]

Porvoon Sähköverkolla haja-asutus ja saaristo aiheuttaa ongelmia maakaapeloinnin kanssa, mutta yrityksen tavoitteena on nostaa kaapelointiaste pienjännitteen ja keskijännitteen verkoissa 60 %:iin vuoteen 2028 mennessä. Vuoden 2017 lopussa kaapelointiaste oli pienjännitteen osuudelta 42,7 % ja 33,9 %. Kaapelointiasteet ovat kasvanut vuosittain noin 1-2 prosenttiyksikköä vuosittain pienjänniteverkossa ja 3-4 prosenttiyksikköä keskijänniteverkossa.

Valtaosa keskijänniteverkon odottamattomista keskeytyksistä syntyy kaapelointimattoman keskijänniteverkon oikosulkuina tai maasulkuina. Nämä oikosulut usein johtuvat puun oksasta, rungosta, lumesta, myrskystä tai pylvään kaatumisesta. Puun oksat ja lumi saadaan usein poltettua tai sulatettua linjalta pika- ja aikajälleenkytkennöillä, mutta puun rungot, myrskyt ja pylväiden kaatumiset vaativat korjaustoimenpiteitä. Puun rungot raivataan, mutta pylväiden ja linjojen katkeamiset tulee korjata käsin. Porvoon Sähköverkolla oli vuoden 2018 aikana 168 odottamatonta keskeytystä, joita ei voitu korjata pika- tai aikajälleenkytkennöillä. Suunnitelman mukaisella kaapelointiasteen korottamisella pyritään vähentää verkon pysyviä odottamattomia keskeytyksiä. [3, 7]

3 Sähkön siirron hinnoittelun perusteet

Suomen sähköverkkotoiminta on monopolisoitu kanta-, alueelliselle- ja jakeluverkkoyhtiöille sähkömarkkinalailla vuonna 1995. Sähkömarkkinalain verkkotoiminnan monopolisoinnissa on ollut tavoitteena poistaa tarpeeton kilpailu, parantaa verkon hallittavuutta, toimivuutta ja siirtohinnan kehitystä. Suomessa sähköverkkotoimintaa harjoittavalla yhtiöllä tulee Sähkömarkkinalain mukaisesti olla Energiaviraston myöntämä sähköverkkolupa. Kuvassa 2 on esitelty sähköjärjestelmän jakautuminen voimalaitokselta, kantaverkon, alueverkon ja jakeluverkon kautta pienjänniteverkkoon. Kantaverkko hallinnoi kaikki yli 110 kV:n verkot ja osan 110 kV verkoista. Alueverkot hallinnoi suurjännite, eli 110 kV:n, verkostoja ja jakeluverkot keskijännite- ja pienjänniteverkoja, eli 20 kV:n ja 0,4 kV:n verkkoja. [8]



Kuva 2: Sähköverkkojärjestelmän jakautuminen eri jännitetasoille. [9]

Kantaverkkoyhtiöt ostavat siirrettävän energian tuottajilta ja alueverkkojen kanssa siirtävät energian jakeluverkkoyhtiöille. Kantaverkkoyhtiön kulut koostuvat siis pääosin energian ostoista, kantaverkon korjaamisesta, uuden verkon rakentamisesta ja uusista kehitysprojekteista, kuten tulevasta Datahubista [10]. Kanta- ja alueverkotasolla siis kulut ja tuotot ovat pääosin kiinteitä. Kantaverkon vastuulla on myös ylläpitää kantaverkon käyttövarmuutta, kulutuksen ja tuotannon tasapainoa sekä hallita ja koordinoida siirtokeskeytykset ja häiriöt. [11]

Jakeluverkon vastuulla on varmistaa kuluttajan sähkönsaatavuus kantaverkon tai alueverkon liittymispisteeltä. Jakeluverkon kulut siis koostuvat pääosin verkon rakentamisesta, uusimisesta ja korjaamisesta. Toimintansa jakeluverkot rahoittavat kuluttajien sähkönkäyttöön lisättävällä siirtomaksulla.

Jakeluverkkoyhtiöiden asiakaskunta koostuu erilaisista pienjännite ja keskijänniteasiakkaista. Nämä asiakaskannat voidaan vielä jakaa yritys- ja yksityisasiakkaisiin. Yksityisasiakkaan energiankulutuksen määrä ja ajankohta riippuu hyvin paljon asiakkaan kulutusmuodosta, -tyypistä, tottumuksista. Yksityisasiakkaiden oletuskulutusmuodot ja -tyypit on jaettu Energiaviraston antaman ohjeistuksen mukaisesti Taulukossa 1. [12]

Taulukko 1: Energiaviraston yksityisten tyyppikäyttäjien määrittelyt. [12]

	Asuintyyppi	Muu tieto	Pääsulake	Keskikulutus
K1	Kerrostalo	Ei sähkökiukaasta	1x25 A	2 000 kWh/a
K2	Pientalo	Ei sähkölämmitystä	3x25 A	5 000 kWh/a
M1	Maatilatalous	Peltoviljely, ei sähkölämmitystä	3x35 A	10 000 kWh/a
M2	Maatilatalous	Karjatalous, huonekohtainen sähkölämmitys	3x35 A	35 000 kWh/a
L1	Pientalo	Huonekohtainen sähkölämmitys	3x25 A	18 000 kWh/a
L2	Pientalo	Osittain varaava sähkölämmitys	3x25 A	20 000 kWh/a

Taulukosta 1 voidaan päätellä, että pääpiirteittäin yksityisasunnon kulutukseen vaikuttaa asumusmuoto, eli omakotitalo, rivi-, pari- vai kerrostalo. Näihin vielä voidaan lisätä saunan sähkökiukaan vaikutus kaikkiin asumusmuotoihin. Isäksi omakotitaloissa kulutukseen vaikuttaa lämmitysmuoto, eli suora sähkölämmitys, kaukolämpö, maalämpö tai öljylämmitys.

Osa yrityksistä luokitellaan taulukon 1 M1 ja M2-luokan mukaan. Näissä luokissa osa kulutuksesta voi perustua yritystoiminnan kulutukseen ja osa asuinrakennuksen kulutukseen. Erilliselle asuinkäyttöön tarkoittamattomalle teollisuudelle ovat omat luokat jaoteltu arvioidun tehontarpeen tai vuosikulutuksen mukaan. Teollisuuden tyyppikäyttäjäloukat on esitetty taulukossa 2. [12]

Taulukko 2: Energiaviraston teollisuuden tyyppikäyttäjäloukat. [12]

	Teollisuuden koko	Tehontarve	Keskikulutus
T1	Pienteollisuus	75 kW	150 000 kWh/a
T2	Pienteollisuus	200 kW	600 000 kWh/a
T3	Keskisuuri teollisuus	500 kW	2 000 000 kWh/a
T4	Keskisuuri teollisuus	2 500 kW	10 000 000 kWh/a

Jakeluverkkotoiminnan monopolisoinnin vuoksi asiakkailta on vapaus valita siirtotuotteensa jakeluverkon tarjoamista vaihtoehdoista. Ennen AMR-datan ja tuntitaseen käyttöönottoa siirron hinnoittelulle ei ollut mahdollista asettaa muuta siirtotariffia, kuin käytetyn energian perusteella laskuttaminen. Tällöin sähkönkäyttäjällä on ollut vaihtoehtoina koko päivän ajan voimassa oleva yleissiirto, päiväsaikaan ja yöaikaan eroteltu aikasiirto sekä vuosiaikasiirto, eli talven ja kesän päivien ja yöaikojen erottelu.

3.1 Hinnoitteluun vaikuttavat laitteet ja säädökset

Siirtotuotteen hinnoittelu ei perustu ainoastaan kuluttajan oman kaapelin aiheuttamiin kustannuksiin. Osa hinnoittelusta aiheutuu ulkopuolisten säädösten, valvonnan

ja kannustimien vaikutuksesta. Suomessa on asetettu sähkömarkkinalaki, jossa määritellään jakeluverkonhaltijan vastuu verkon laadusta. Jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa ja siirtotuotteiden hinnoittelua valvoo Energiavirasto. Lisäksi Euroopan unioni on asettanut direktiivejä sähköverkon kehittämiseksi.

Siirtotuotteiden hinta perustuu pääasiallisesti asiakkaan kaapelin ja sulakkeen aiheuttamiin kustannuksiin, mutta nämä tekijät aiheuttavat laatuvaatimuksia, rakennustaparajoitteita ja päätelaitevaatimuksia verkon rakentamiselle. Käytännössä verkonhaltija ei saa rakentaa verkkoa vapaasti valitsemallaan tavalla, vaan sen tulee tilanteen mukaan vastata Energiaviraston säädöksiä ja EU:n asettamien direktiivien vaatimuksia.

3.1.1 Sähkömarkkinalaki

Vuonna 1995 Suomessa astui voimaan sähkömarkkinalaki. Tämän lain tarkoituksena oli yhtenäistää ja selkeyttää Suomen verkkotoimintaa ja varmistaa tehokas sähkönsiirto valtakunnallisesti myös tulevaisuudessa. Sähkömarkkinalailla pyrittiin myös saavuttamaan Suomen sisäisen sähkömarkkinan lisäksi pohjoismaiden yhtenäisen voimaverkon ja EU:n sisäisten sähkömarkkinoiden edellytykset. [8]

Pohjoismaiden voimaverkko koostuu yhteisestä synkronisesta sääntelystä Norjan, Ruotsin, Suomen ja itäisen Tanskan välillä. Sähkömarkkinalailla on voitu vahvistaa Suomen osallistuminen pohjoismaiden väliseen synkroniseen verkkoon. Ilman yhteistä säätelyä ja toimintaperiaatteita, kuten sähkömarkkinalaki määrittelee, olisi Suomessa Ruotsin ja Norjan väliset sähköverkkoliitännät mahdollisesti DC-yhteyksiä. DC-yhteyksiä Suomella on esimerkiksi Venäjälle ja Viroon, mutta DC-linjojen tehokkaan kehityksen vuoksi, DC-linjoja on kehitetty myös Ruotsiin. [13]

Sähkömarkkinalain myötä sähköverkkotoimintaa sai harjoittaa Suomessa alueellisesti vain Energiaviraston erikseen myöntämällä luvalla. Tämänkin työn tilaajayritys aloitti toimintansa vuonna 1995, jota aiemmin yritys oli toiminut Porvoon kaupungin omistamana Porvoon Seudun sähköverkkona. Sähköverkkoluvan saaminen ja sen säilyttäminen velvoittaa verkon haltijalta tiettyjä vaatimuksia verkkonsa laadusta, hinnoittelusta ja muista hallinnollisista ja palvelullisista toimenpiteistä. Sähkömarkkinalain 6. §:n mukaan luvan hakijan ja siten myös saajan tulee täyttää seuraavat vaatimukset:[8]

1. Hakija on yhteisö tai laitos;
2. Hakijan organisaatio vastaa sen harjoittaman sähköverkkotoiminnan laajuutta ja luonnetta;
3. Hakijalla on palveluksessaan riittävä henkilöstö, joka vastaa sen harjoittaman toiminnan laajuutta ja luonnetta;
4. Hakijalla on palveluksessaan sellainen käytön johtaja sekä, jos hakija suorittaa sähkötoimia, sähkötoimien johtaja, joka täyttää sähköturvallisuuslaissa (410/1996) ja sen nojalla säädetyt kelpoisuusvaatimukset;
5. Hakijalla on taloudelliset edellytykset kannattavaan sähköverkkotoimintaan;

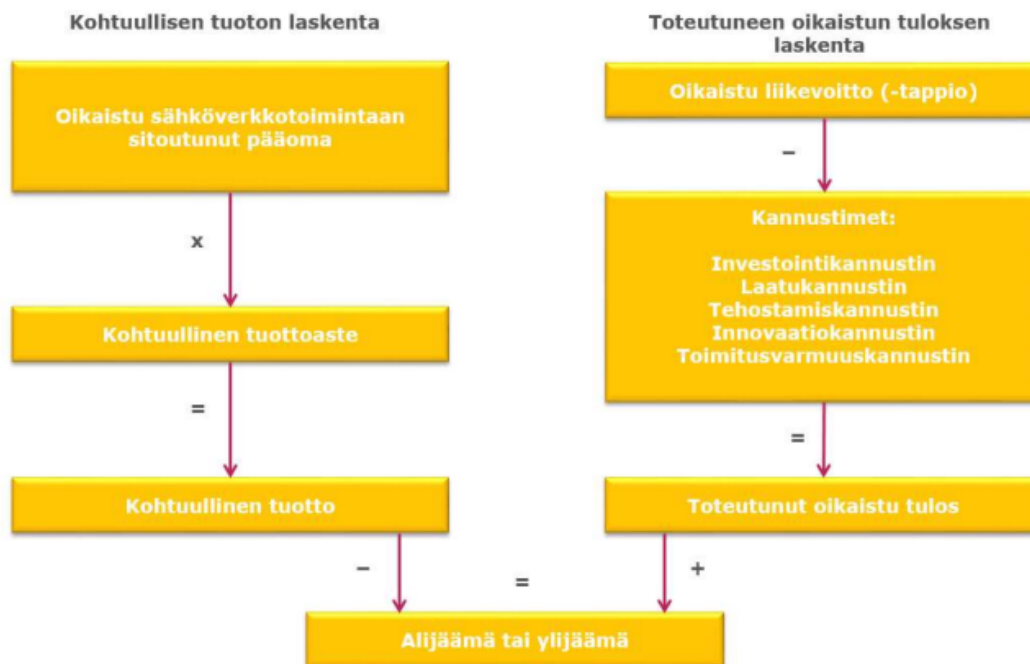
6. *Hakijalla on päätösvalta sähköverkon käyttöön, ylläpitoon ja kehittämiseen tarvittaviin varoihin sekä päätösvalta tehdä verkon käyttäjien kanssa liittymis- sopimuksia ja sähköverkkosopimuksia;*
7. *Jos hakija harjoittaa sähköverkkotoiminnan lisäksi muuta toimintaa tai jos hakija harjoittaa sekä kantaverkkotoimintaa että jakeluverkkotoimintaa, hakija on esittänyt selvityksen, että nämä toiminnat on eriytetty toisistaan siten kuin 12 luvussa säädetään.* [8]

Sähköverkkoluvan laadullisella vaatimuksella tarkoitetaan verkonhaltijan oman verkon jakelun toimivuutta. Laadulliset vaatimukset ovat siis sitoutuneet verkon kehitykseen, ylläpitoon ja käyttöön siten, että kuluttajalle voidaan taata laadukas ja luotettava sähkö. Laadullista vaatimusta valvotaan kannustimilla, joita ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, toimitusvarmuuskannustin ja innovaatiokannustin. Kannustimien lähtökohtana on mahdollistaa verkonhaltijalle riittävät investoinnit laadullisien vaatimuksien täyttämiseen. [1]

Verkonhaltijan sähköverkkoluvassa Energiavirasto on määrittänyt verkonhaltijan maantieteellisesti rajatun toimialueen, jonka osoittamalla alueella sen on huolehdittava kohtuullisia korvauksia vastaan, nykyisten kuluttajien ylläpitämisestä ja palveluis- ta sekä uusien kuluttajien ja käyttöpaikkojen liittämisestä verkkoonsa. Nämä ovat myös osin sitoutuneet kappaleessa 3.3 esiteltäviin hyvän hinnoittelun periaatteisiin, jotka antaa ohjeet ja säädökset siirtotariffien hinnoittelusta.

3.1.2 Energiaviraston valvontamalli

Jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa valvoo Suomessa Energiavirasto, joka asettaa ver- konhaltijalle laatu-, kehitys-, investointi-, tehostamis-, innovaatio- ja toimitusvar- muuskannustimia. Kuvassa 3 on esitetty Energiaviraston käyttämä yksinkertaistettu valvontamenetelmä, kannustimien ja kohtuullisen tuoton aiheuttamaa yli- tai alijää- mää. [1, 14]



Kuva 3: Valvontamenetelmien elementit, kohtuullisen tuoton laskenta ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta muodostaa alijäämän tai ylijäämän. [1]

Valvontamallin tarkoitus on valvoa verkonhaltijan eri kannustimien mukaisen kehityksen toteutumista, hinnoittelun kohtuullisuutta ja kohtuullisen tuoton ja oikaistun tuloksen antamaa tilikauden ali- tai ylijäämää. Yksinkertaisuudessaan valvontamalli koostuu kahdesta erikseen laskettavasta kokonaisuudesta, kohtuullisesta tuotosta ja toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Kohtuullinen tuotto lasketaan verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun oman ja korollisen vieraan pääoman summan tulona kohtuulliseen tuottoasteeseen. Toteutunut oikaistu tulos lasketaan oikaistun liikevoiton ja kannustimien vaikutusten erotuksena. Valvontamallin kannustimia tarkastellaan tarkemmin kappaleessa 3.2. [14]

Vuodesta 2005 lähtien Energiaviraston valvontamalli siirtyi vuosittaisesta tarkastuksista perustumaan nk. valvontajaksoihin, jotka ovat 4 vuoden mittaisia jaksoja. Valvontajaksojen 4 vuoden aikana on tarkoitus kehittää valvontamallia ja periaatteita edellisellä valvontajaksolla kerättyjen toteutuneiden toiminnan, kokemuksen ja verkonhaltijoilta saadun palautteen mukaan. Uuden valvontamallin ensimmäinen valvontajakso päättyi jo vuonna 2007, eli se kesti poikkeuksellisesti vain 3 vuotta. Tämän hetkinen valvontajakso on laskennallisesti neljäs ja päättyy vuoden 2019 lopulla.

3.1.3 Kohtuullinen tuottoaste

Kohtuullisen tuoton laskenta on Energiaviraston toinen keskeisin elementti valvontamallissa. Verkkoyhtiöiden siirtotuotteen tulee olla hinnoiteltu siten, että verkkoyhtiön

sähköverkkotoiminnan siirrosta saatu pääoma ei ylitä toteutuneen oikaistun tuloksen ylärajaa. Kohtuullisesta tuottoasteesta koostuva kohtuullinen tuotto muodostaa toteutuneen oikaistun tuloksen kanssa verkkoyhtiön valvontajakson ja tilikauden alitai ylijäämän. [1, 14]

Energiavirasto käyttää kohtuullisen tuoton määrittämisessä verkonhaltijan oikaistun pääoman painotetun keskikustannuksen mallia, eli WACC-lukua (Weighted Average Cost of Capital). Tämä ilmaisee yrityksen ansaitseman pääoman keskimääräiset kustannukset. Verkonhaltijan oman pääoman kohtuullisen kustannuksen määrittämisessä käytetään CAP-mallia kohtuullisen tuottoasteen laskemisessa. CAP-mallissa kohtuullinen kustannus muodostuu riskittömästä korkokannasta, velallisesta beeta-kertoimesta, markkinariskipreemiosta ja likvidittömyyspreemiosta. [14]

Kohtuullinen tuottoaste määritetään tekemällä verkonhaltijan pääomalle kiinteä rakenteinen hajotus, jossa vieraan pääoman paino on 40 % ja oman pääoman paino on 60 %. Tämän tarkoitus on kuvata tarkemmin oman pääoman ja vieraan pääoman kustannusten painoarvoja verkonhaltijan WACC:ssa. [14]

3.1.4 EU:n asettamat direktiivit

Suomen sisäisten ja pohjoismaiden yhtenäisten toimintaehtojen ohella myös Euroopan Unioni on ehdottanut sähkönjakelulle yhtenäisiä toimintaehtoja ja -ohjeistuksia. EU on vuodesta 1999 alkaen ja myöhemmin energiatehokkuusdirektiiveillä (2012/27/EU) ja 2018/2002 pyrkinyt jäsenmaiden sähkönjakelussa asettamaan tavoitteita hinnoittelulle, laadulle ja tehokkuudelle. [15, 16]

Energiatehokkuusdirektiivissä merkittävimmät säännöt ovat vuoteen 2020 mennessä asetetut, kuluttajien vähintään 80 % älymittarikattavuus, 1,5 % energian säästö myydyistä energiamäärästä tuleville vuosille verrattuna vuosien 2018, 2019 ja 2020 kulutuksen keskiarvoon ja erinäiset keinot antavat kuluttajalle mahdollisuus kysynnänohjaukseen. Älymittarikattavuus Suomen tasolla oli Energiatodellisuuden tekemän selvityksen mukaan saavuttanut vuoden 2014 alussa 97 %:a. 1,5 % energian käyttö kattaa kaikki energian jakelijat ja vähittäismyyntiyritykset lukuun ottamatta liikenteessä käytetty energian myynti. Jäsenvaltiot voivat korvata 1,5 % säästön vuosien 2018, 2019 ja 2020 keskiarvosta 1,25 % säästöön vuosien 2016 ja 2017 keskiarvoon tai 1 % säästöön vuosien 2014 ja 2015 keskiarvosta. Energiatehokkuusdirektiivin 7. artiklan mukaan siis säästöt tulee olla havaittavissa vuoden 2021 ensimmäisestä päivästä lähtien vuoden energian keskikulutuksessa. [15, 16, 17]

Kulutuspaikkojen määrä on pääsääntöisesti verkonhaltijoilla kasvussa ja energian käytön trendi on ollut myös kasvava, mutta kysynnänohjauksella voitaisiin huippukulutustunneilta pyrkiä kulutuksen ohjausta matalammille kulutusajoille. Energian käyttöä toisaalta voitaisiin laskea ohjaamalla kuluttajat hakemaan energiatehokkaampia ratkaisuja. Tehotariffiin perustuvalla siirtohinnoittelulla kuluttajaa palkitaan suunnittelemalla kulutuksensa siten, että tuntikulutus saa mahdollisimman pienen vaihtelun.

Energiatehokkuusdirektiivin liitteen XI mukaan verkkotariffien tulee olla kustannusvastaavia ja tariffien tulee olla verkkosäätelyn kanssa yhtenevä kysynnänohjaus-toimenpiteisiin, kysynnän hallintaan ja hajautettua tuotannon liittämiseen. Verko-

sääntely ja -tariffit eivät siis saa estää käyttäjiä siirtämään kulutushuipusta muihin aikoihin, uusiutuvien tai muiden energianlähteiden käyttöä tai energiapalveluiden tai vastaavien tahojen toimenpiteistä johtuva kysynnän aleneminen. [15]

3.2 Energiaviraston kannustimet

Perinteisesti palveluiden ja tuotteiden myynnissä kuluttajien ja markkinoiden painostus ajaa tuotteet ja palvelut hintakilpaileviksi, mutta verkkotoiminnassa tätä painostusta ei ole. Kannustimien tarkoituksena on antaa verkonhaltijalle syy tehostaa toimintaansa toimialalla, jossa verkkotoiminnan siirtohinnoitteluun ei ole kuluttajilta ja markkinoilta tulevaa painostusta. Ilman kannustimia ja valvontaa, verkonhaltijoiden kustannustehottomuus mahdollisesti korvattaisiin korkeammilla hinnoilla.

Energiavirasto on määritellyt valvontamenetelmään viisi kannustinta, joiden avulla korjataan toteutunutta oikaistua tulosta. Nämä kannustimet ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, investointikannustin ja toimitusvarmuuskannustin. [14]

3.2.1 Investointikannustin

Investointikannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa rakentamaan verkkonsa uudet ja korjausinvestoinnit kustannustehokkaasti. Verkon rakentamiseen käytettävien yksikköhintojen muodostama kannustinvaikutus ja jälleenhankinta-arvosta laskettavan oikaistu tasapoisto muodostaa investointikannustimen. Yksikköhinnoilla voidaan kannustaa verkonhaltijaa tekemään investoinnit keskimääräistä tasoa tehokkaammin ja tekemään sekä tutkimaan kustannustehokkaampia toteutustapoja. Siis tekemällä investoinnit keskimääräisesti kustannustehokkaasti, verkonhaltija saa investointien oikaistulle verkon jälleenhankinta-arvolle suuremman arvon. [14, 25]

Verkonhaltijalle kohdistetaan investointikannustimessa myös oikaistun jälleenhankinta-arvosta laskettavan tasapoiston kannustimeen ja verkon nykykäyttöarvoon. Laskennalliset oikaistun jälleenhankinta-arvon tasapoistot sallitaan aina täysimääräisenä, jos verkon komponentti on lähtökohtaisesti pitoajan määrittämän aikavälin tosiasiallisessa käytössä. Laskennallinen tasapoisto tosin lasketaan myös komponentille pitoajan jälkeenkin, jos komponentti on vielä tosiasiallisessa käytössä. Verkonhaltijaa investointikannustin siis ohjaa ylläpitämään verkkoaan ja tekemään tarpeellisten korjausinvestointeja valitsemiensa pitoaikojen mukaisesti. [14]

3.2.2 Laatukannustin

Laatukannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa kehittämään verkkonsa sähkönsiirron ja sähköjakelun laatua vähentämällä keskeytysten määrää ja niiden keskimääräistä kestoja. Laatukannustimella ensisijaisesti pyritään kannustamaan verkonhaltijaa saavuttamaan vähintään sähkömarkkinalain mukainen toimitusvarmuustaso. Tavoitteena on myös kannustaa verkonhaltijaa kehittämään verkkonsa sähkönsiirron ja -jakelun laatua oma-aloitteisesti sähkömarkkinalain edellyttämää

vähimmäistä toimitusvarmuutta paremmaksi. Mikäli verkkoyhtiöllä on valvontajak-solla tai tarkasteluvuodella asiakkaiden kokemat KAH-arvot vertailutasoa matalam-mat, yhtiölle sallitaan kannustinvähennyksien kautta korkeampi raja toteutuneeseen oikaistuun tulokseen. [14]

Laatukannustin perustuu verkon suunniteltuihin ja odottamattomiin keskey-tyksiin sekä pikajälleenkytkentöihin ja aikajälleenkytkentöihin, joille lasketaan kes-keityskustannukset. Keskeytyskustannukset, eli keskeytyksistä aiheutunut haitta, lasketaan yksikköhinnoilla, jotka määräytyvät keskeytysten määrän ja keskeytysten keston perusteella. Vuoden 2012 loppuun asti keskeytykset otettiin jakeluverkonhal-tijoille huomioon vain keskijännitejakeluverkossa, mutta vuodesta 2013 lähtien myös jakeluverkonhaltijan suurjännitejakeluverkon keskeytykset on huomioitu. [14]

Keskeytyskustannuksiin käytettävät yksikköhinnoista on esitelty taulukossa 3 vuoden 2005 rahanarvossa. Taulukon 3 arvot perustuvat Energiaviraston vuonna 2005 teettämiin selvityksiin Teknillisellä korkeakoululla (nyk. Aalto-yliopisto) ja Tampereen teknillisellä yliopistolla. [18] Tampereen teknillisen yliopiston selvitykseen on myöhemmin keskeytyshintoja korjattu vuonna 2006 ja 2007 tehdyissä selvityk-sissä Lappeenrannan teknillisellä yliopistolla ja Tampereen teknillisellä yliopistolla. [19, 20] Keskeytyshintoja korjattiin laatukannustinta varten siten, että keskeytys-hinnat heijastaisivat todellisemmin sähkönkäyttäjälle keskeytyksestä aiheutunutta haittaa. Vuonna 2014 keskeytysten yksikköhintoihin tehtiin viimeisin selvitys Gaia Consulting Oy:llä, jossa tutkittiin yksikköhintojen ajantasaisuutta. Inflaation aiheut-taman rahanarvon muutokseen vuoden 2018 rahanarvoon korjatut yksikköhinnat ovat esitelty taulukossa 4. [14, 22]

Taulukko 3: Vuoden 2005 keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikköhinnat. [14]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleen-kytkentä	Pikajälleen-kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/ kWh	€/ kW	€/ kWh	€/ kW	€/ kW	€/ kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Taulukko 4: Vuoden 2018 KHI:n mukaiset keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksik-köhinnat.

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleen-kytkentä	Pikajälleen-kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/ kWh	€/ kW	€/ kWh	€/ kW	€/ kW	€/ kW
13,4	1,3	8,3	0,6	1,1	0,55

3.2.3 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustimella pyritään ohjaamaan verkkoyhtiön toiminta mahdollisim-man kustannustehokkaaksi, eli verkkotoimintaan käytettyjen kustannusten tulisi olla

mahdollisimman matalat suhteessa toiminnasta saatuihin tuottoihin. Tehostamiskannustimeen ja sen vaikutus toteutuneeseen oikaistuun tulokseen on huomioitu seuraavat 6 eri tekijää: [14]

- yleinen tehostamistavoite
- yrityskohtaisen tehokkuuden mittaamisen muuttujat
- yrityskohtainen tehostamistavoite
- yrityskohtaisten tehostamiskannusten vertailutaso
- yrityskohtaiset toteutuneet tehostamiskustannukset
- tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa

Näiden tekijöiden tavoitteena on kannustaa verkonhaltijaa tehostamaan verkkoansa yleisen tason tuottavuuskehityksen mukaisesti. Tuottavuuskehityksessä käytetään verkkotoiminnasta ja ajanjaksosta riippuvia tuottavuuslukuja, joiden perusteella yleinen tehostamistavoite määritellään kaikille verkkotoiminnoille. [14]

Yrityksen tehokkuuden mittaamisen muuttujat lasketaan kolmen muuttujan avulla panosmuuttujalla, tuotosmuuttujalla ja toimintaympäristömuuttujalla. Panosmuuttujaan vaikuttavat erikseen käsiteltävät kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset, eli KOPEX, ja sähköverkon jälleenhankinta-arvo, eli JHA. Tulosmuuttujassa huomioidaan siirretyn energian määrä, sähköverkon kokonaispituus, verkkoon liitettyjen käyttöpaikkojen määrä ja KAH. Lopuksi toimintaympäristömuuttujana käytetään verkon liittymien ja käyttöpaikkojen suhdelukua, ns. L/K-suhdeluku, jolla huomioidaan verkon jakautuminen haja-asutukseen ja keskusta-alueeseen. [14]

Yrityskohtaisessa tehostamistavoitteessa käytetään StoNED-menetelmää, jonka avulla selvitetään jakeluverkon tehokkuus ja asetetaan kannustin verkonhaltijalle saavuttamaan tehokkaan toiminnan edellyttävä taso. StoNED-menetelmä on Energiaviraston Sigma-Hat Economics Oy:llä teettämä mittari. [14, 23]

Yrityskohtaisten tehostamiskannusten vertailutason tutkimiseen käytetään kohdittuilla kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia, eli SKOPEXia. SKOPEX on kiinnitetty KHI:n muutoksen suhdeluun, varjohintaprofiiliin ja toimintaympäristömuuttujan ja tehottomuuden odotusarvon vaikutukseen. [14]

Yrityskohtaisten toteutuneiden tehostamiskustannuksen laskennassa käytetään KOPEX:ia. KOPEX lasketaan yrityskohtaisten toteutuneiden tehostamiskustannusten kannustimessa verkonhaltijan vuoden tuloslaskelmaan eriytettyinä kuluerinä. KOPEX:iin sisältyy verkonhaltijan kaikki aineelliset, varasto, henkilöstö, sisäiset, vuokra, ulkopuoliset palvelu ja vakiokorvausten kulut. [14]

Tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa vuoden toteutuneet tehostamiskustannukset ja tehostamiskannustimen vaikutus vähennetään vuoden toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Tehostamiskannustimen enimmäisvaikutuksissa otetaan huomioon suurimmat poikkeamat vuosittaisissa KOPEX:ssa asettamalla kannustimelle alimman ja ylimmän raja-arvon. Tällöin vertailutasoa korkeampi tehostamiskustannus toteutuneeseen tehostamiskustannukseen ei vaikuta toteutuneessa

oikaistussa tuloksessa. Käytännössä tehostamiskannustimen vaikutus toteutuneessa oikaistussa tuloksessa voi olla enintään 20 % verkonhaltijan vuoden kohtuullisesta tuotosta.

3.2.4 Innovaatiokannustin

Innovaatiokannustimella pyritään verkonhaltijaa kannustamaan kehittämään omaa toimintaansa ja käyttämään uusia innovatiivisia ratkaisuja. Innovaatiokannustimella voidaan saavuttaa verkonhaltijoiden omaan toimintaan ja ulkopuolisille toimittajille kehitystä verkon tehokkuudessa ja luotettavuudesta ja tämän tutkimus- ja kehitystoimintaan. Kohtuulliset tutkimus- ja kehitystoimintaan liittyvät kustannukset verkonhaltija voi vähentää toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa osana kannustimien vaikutusta. [14]

Innovaatiokannustimessa hyväksyttävät kustannukset tulee antaa verkkotoimintaan uutta tietoa, teknologiaa tai muuten kehittää nykyisiä tuotteita. Innovaatiokannustimeen hyväksyttävät tulokset tulevat olla julkisia, koska innovaatioiden tulee hyödyntävissä myös muiden verkonhaltijoiden ja verkkotoiminnan toimittajien kehityksessä. Tulokset luovutetaan Energiavirastolle, joka julkaisee ne omilla tiedotusvälineillään. [14]

3.2.5 Toimitusvarmuuskannustin

Toimitusvarmuuskannustimessa hyödynnetään sähkömarkkinalaissa 2013 annettuja toimitusvarmuusvaatimuksia ja sillä pyritään saamaan verkon toiminnan varmuus mahdollisimman hyväksi. Toimitusvarmuuden kehittäminen ja korjausten kustannukset voivat olla todella suuria, sillä sähkömarkkinalain toimitusvarmuus tulee toteutua sähkömarkkinalain määräämässä määräajassa. [14]

Verkonhaltijoilla, joilla on haasteita saavuttaa sähkömarkkinalain keskeytysten määräajat, on tarve suorittaa suuria korjaus ja kunnossapitohankintoja. Osalla verkonhaltijoita tämä aiheuttaa kustannusten kanssa ongelmia, jota pyritään toimitusvarmuuskannustimella hyvittää. Toisaalta, jos verkonhaltija pystyy pitämään suunniteltujen ja odottamattomien keskeytysten määrän ja ajan riittävän alhaisena, verkonhaltijalle ei tällöin sovelleta toimitusvarmuuskannustinta. Tällöin verkonhaltijan kulut ovat verkon normaaleja kunnossapito ja korjausinvestointeihin luettavia kustannuksia. [14]

3.3 Hinnoittelun periaatteet

Siirtohinnoittelun suunnittelussa tulee huomioida lakien ja säädösten ohella myös asiakkaan oikeus valita siirtotuotteen hinnoittelun tyyppi jakeluverkon tarjoamista vaihtoehtoista. Siirtotuotteiden tulee olla esiteltynä asiakkaalle siten, että asiakas pystyy helposti ymmärtämään mistä siirron hinta johtuu ja miten hän pystyy vaikuttamaan siirtohinnan suuruuteen. Muita ehdotettuja tärkeitä periaatteita asiakkaan kannalta ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate ja markkinahintaperiaate. [24, 25]

Hinnoittelun periaatteilla voidaan varmistaa, että asiakas on tietoinen siirtohinnoistaan eikä niiden kulut tule yllätyksenä. Hinnoittelun yksinkertaisella suunnittelulla voidaan myös varmistaa siirtoverkkojen ja tuotannon kestävyyttä, kulutuspiikkien minimointia ja energiatehokkuutta.

3.3.1 Aiheuttamisperiaate

Aiheuttamisperiaatteella tarkoitetaan sitä, että kuluttajan aiheuttamien kustannusten tulisi vastata kulutuksen aiheuttamia kustannuksia siirtoverkolle. Täysin kustannusvastaava malli tarkoittaisi, että jokaiselle kuluttajalle tulisi siirtotariffi rakentaa yksilöllisesti. [24]

Kuluttajat, jotka tarvitsevat suuren määrän kaapelia tai muita jakeluverkon rakenteita, aiheuttavat keskimääräisen tariffin rakenteessa huomattavasti suuremmat kustannukset kuin kuluttajat, jotka tarvitsevat vain vähän kaapelia. Pitkän kaapelin tarvitsevat kuluttajat ovat usein vapaa-ajan asuntoja tai harvaan asutuilla alueilla sijaitsevia kuluttajia. Toisaalta keskusta-alueen kuluttajat aiheuttavat näihin verrattuna pienet kustannukset jakeluverkolle.

Esimerkiksi ranta-, peruskallio- ja saaristoalueella maakaapeliverkon rakentaminen vaatii kaapelien louhimista kallioon tai merikaapelien sijoittamista. Louhimisen ja merikaapelien rakentaminen aiheuttaa pehmeään maahan kaivamista suuremmat kustannukset.

Toisaalta kuluttajien jakaminen niiden maantieteellisen sijainnin ja etäisyyden lähimmästä runkorakenteesta mukaan on Sähkömarkkinalain 24 § ja 55 § [8] vastainen. Näiden Sähkömarkkinalain pykälien mukaan kuluttajan maantieteellinen sijainti ei saa vaikuttaa hänen sähkönjakelunsa hintaan. Tämän vuoksi siirtohinnoista on yksilöllisen tariffimallin sijaan rakennettu vastaamaan asiakasryhmittäin keskimääräistä kuluttajien aiheuttamaa kustannusta.

Muodostamalla siirtotariffi käytetyn energian ohella tehon mukaan laskettavaksi, voidaan tasoittaa aiheuttamisperiaatteen tarkoitusta. Tehotariffin ja energiatariffin yhteenlaskettua tulosta tarkastelemalla voidaan arvioida paremmin kulutuksen aiheuttama kustannus siirtoverkolle. Jos kuluttajan sähkönkäyttö on vähäistä, mutta kulutus tapahtuu suurina piikkeinä, tämä kuluttaja voi aiheuttaa suuremman kustannuksen sähköverkolle, kuin kuluttaja, jolla sähkönkäyttö on tasaista.

3.3.2 Yksinkertaisuusperiaate

Yksinkertaisuusperiaatteella tarkoitetaan sitä, että asiakkaan tulee ymmärtää yksiselitteisesti, mistä lasku koostuu ja miten hän voi vaikuttaa sen suuruuteen. Energiapohjainen siirtotariffi on hyvin yksiselitteinen, siirtohintaa koostuu siirretyn energian määrästä ja perusmaksusta, joiden yksikköhinnat voivat riippua siirtotuotteen tyypistä. Energiapohjaisella siirtotariffilla asiakkaalla ainoa yksinkertainen keino vaikuttaa siirtomaksuihinsa on pienentää sähkön kulutustaan.

Tehopohjainen siirtotariffi ei välttämättä ole yhtä yksiselitteinen, kuin energiapohjainen siirtotariffi, koska asiakkaiden käsitys tehosta ei ole yhtä vahva. Rakenteeltaan tehopohjainen ja energiapohjainen siirtotariffi on silti samanlainen. Kuluttajan

kyky vaikuttaa siirtomaksuunsa on kuitenkin parempi. Suunnittelemalla kulutus jakautumaan tasaisesti koko tai osalle päivästä, asiakas voi säästää siirtomaksuissa.

3.3.3 Markkinahintaperiaate

Markkinahintaperiaatteella tarkoitetaan tuotteen hinnoittelun kilpailukykyä markkinoilla. Sähköverkkoyhtiöille luotu monopoliasema vie asiakkaan tuotteiden kilpailutismahdollisuuden. Asiakas voi ainoastaan valita oman alueensa sähköverkkoyhtiön tarjoamista siirtotuotteista omaan käyttöönsä sopivimman.

Usein sähköverkkoyhtiöillä markkinahintaperusteella voidaan tarkoittaa yhden verkkoyhtiön hinnoittelun vertailua naapuriverkkojen hinnoitteluun. Verkkoyhtiöiden siirtohinnoittelulla ei ole valtakunnallisesti suurta vaihtelua ja vielä pienempi vaihtelu naapuriverkkojen välillä.

Markkinahintaperiaatteessa ei usein huomioida aiheuttamisperusteen mukaisia kuluttajien aiheuttamia kustannuksia. Esimerkiksi markkinahintaperiaatteessa vertailu naapuriverkkojen välillä jättää täysin huomioimatta aiheuttamisperiaatteen mukaan aiheutuvat maastosta riippuvat kuluttajan aiheuttamat kustannukset. [25]

3.3.4 Energiatehokkuus

Energiatehokkuudella verkkoyhtiöt pyrkivät ohjaamaan sähkönkäyttäjiä energiatehokkaisiin ratkaisuihin. Energiatehokkaalla kulutuksella saadaan yleisesti kulutusta vähennettyä käyttämällä yleisesti energiatehokkaampia laitteistoja, käyttämällä välttämättömiä laitteistoja vain silloin, kun niitä käytetään, ja vähentämällä tarpeettoman sähkölaitteiston käyttöä.

Myös Euroopan unionin 2018/2002-direktiivissä pyritään painottamaan energiatehokasta sähkönkäyttöä, jotta voidaan saavuttaa Pariisin ilmastopöytäkirjan vaatimat päästötavoitteet. Energiatehokkaalla sähkönkäytön ohjauksella voi myös kuluttaja ja verkonhaltija säästää sähkönkäytössä ja siten investointikustannuksissa. [16]

3.3.5 Muita periaatteita

Edellä mainittujen siirtohinnoittelun periaatteiden ohella, on sähkönkäyttäjien ja verkkoyhtiön etu, että muutokset siirtotuotteiden hinnoittelussa tehdään ennalta määrätyn suunnitelman mukaan. Siirtohinnoittelun muutoksissa tulee huomioida, että suuret ja lyhytaikaiset muutokset voivat heikentää asiakkaiden kykyä vastata muiden periaatteiden antamia hinnoittelun perustoja. Mikäli verkkoyhtiö tekee muutokset ennalta lasketun suunnitelman mukaisesti, verkkoyhtiön taselaskelmaan, kohtuullisen tuoton laskelmaan ja tulonmuodostuksen ennusteisiin ei tule odottamattomia muutoksia. [24, 25]

Asiakkaita tulee myös ohjata suunnittelemaan suurien tai jatkuvien kuormien käyttöä. Yleisellä tasolla sähkönkäytössä on huomattavissa kulutuspiikkejä. Varsinaisesti ei ole asiakkaan etu muuttaa kulutustaan pienentämään kulutuspiikkejä tai hyödyntämään kysynnänjoustoa, mutta verkkoyhtiöille siitä on huomattavia investointikustannusten hyötyjä. Tehotariffilla verkonhaltija ohjaisi asiakkaan hyö-

dyntämään yksilötasolla omien kulutuspiikkien pienentämistä ja voisi pienentää siirtohinnan suuruutta. [\[24, 25\]](#)

4 Siirtohinnoittelun laskentaprosessi

Sähkönjakeluverkkoyhtiön liikevaihto koostuu pääosin sähkön siirron määrästä ja verkon rakentamiseen ja hallitsemiseen koskevista kustannuksista. Jokaisen jakeluverkkoyhtiön tulee muodostaa omat hinnastonsa vastaamaan siihen liittyviä kustannuksia. Jokaisella yhtiöllä on oma tapa muodostaa laskentaprosessi oman näkemyksensä mukaan, mutta näihin liittyen tehdään aina kulutus- ja kustannusanalyysit. Jakeluverkkoyhtiön tulee kuitenkin tekemään oman laskentaprosessin muodostumisen selvityksen Energiavirastolle, kun rakennetaan uusia tariffimalleja tai muutetaan nykyisten siirtotuotteiden hintoja.

Jakeluverkkoyhtiöt jakavat laskentaprosessissa liikevaihdon ensiksi kuluihin ja tuottoihin. Kuluille tehdään oma kustannusanalyysi sen mukaan miten paljon verkko-toiminta aiheuttaa kustannuksia ja tuotoille tehdään myös oma analyysi sen pohjalta miten paljon verkkotoiminta tuottaa pääomaa ja minkä mukaan. Tuoton analyysiä kutsutaan kulutusanalyysiksi, koska tuotot ovat käytännössä täysin käyttäjien kulutuksen tai liittyvien määrän mukaan riippuvaisia.

4.1 Kulutusanalyysi

Kulutusanalyysiä varten verkon kuluttajat jaetaan käyttäjätyypin ja kuluttajan siirtotuotteen mukaan. Kuluttajien laskutus perustuu siirtotuotteiden hinnoittelussa pääsääntöisesti kiinteään asiakkaan sulakekoon mukaan määräytyvään perusmaksuun ja sähkön käytöstä riippuvaan siirtomaksuun. Perusmaksun osuudelta ei kulutusanalyysissä ole suurta osuutta, koska se on vain suoraan verrannollinen asiakkaiden määrään ja perusmaksun hintaan. Siirtomaksuun toisaalta on mahdollista ja kannattavaa tehdä tarkempi kulutusanalyysi.

Kulutusanalyysi tehdään verkonhaltijan mittaamien kulutusten mukaan ja kerättyä mittaustietoa käytetään sähköverkkotoiminnan suunnittelussa. Mittausdatalla voidaan tehdä kulutusanalyysiä verkkotoiminnalle ja liiketoiminnan suunnittelulle. Verkkotoiminnassa huipputeho määrää verkkoon asennettavien rakenteiden nimelliskestävyyydet, sillä runkoverkoston rakentaminen täysin asiakkaiden pääsulakevastaavaksi aiheuttaisi liian suuret kustannukset ja nostaisi siirtohintaa. Muuntopiirin huipputeho määräytyy kuluttajien määrän ja tyyppin mukaan, mutta huipputehon arviointi on silti haastavaa, sillä kaikkien kuluttajien huipputeho ei välttämättä ajoitu samalle ajalle.

Mittausdatan kulutusanalyysillä voidaan mitoittaa asutusalueen runkokaapelit ja jakelumuuntajan nimellisteho kulutuksen mukaan. Mittaustieto sisältää jokaisen kuluttajan jokaisella tunnilla käytetty energia ja kulutusanalyysillä siitä voidaan erotella käyttäjien kokonaisenergia ja huipputeho sellaisilla ajanjaksoilla, kuin on liiketoiminnan kannalta tarpeellista.

Liiketoiminnan suunnittelulle toisaalta kulutusanalyysi antaa mahdollisuuden suunnitella siirtotuotteiden hinnasto mahdollisimman kustannusvastaavaksi. Kulutusanalyysillä selvitetään miten asiakasryhmät ja siirtotuoteryhmät osallistuvat verkon kokonaiskuormitukseen ja siirron määrään. Siirtohinnoittelun suunnittelussa voidaan hyödyntää aiheuttamisperiaatetta, kun verkonhaltija muuttaa siirtotuottei-

den hintoja kustannusvastaaviksi.

4.1.1 Sähkönkäyttäjien Kuormitusmallit

Sähkönkäyttäjien kulutuksen profilointiin on ennen etäluettavien mittarien käyttöönottoa hyödynnetty Velanderin kaavaa. Velanderin kaavalla on voitu simuloida jakeluverkon kuluttajien ennen toteutuneeseen tuntitason mittauksiin perustuvia mallinnuksia. Velanderin kaavalla on voitu muuntaa kuluttajan kokonaissähköenergia kuluttajan huipputehoksi kaavan 1 avulla. [27, 28]

$$P_{max} = k_1 \cdot W + k_2 \cdot \sqrt{W} \quad (1)$$

Velanderin kaavassa P_{max} merkitsee ryhmän huipputehoa (kW), kun k_1 ja k_2 ovat Velanderin vakioita ja W on ryhmän vuosittainen energian kulutus (MWh). Velanderin vakiot on mittauksilla ja toteutuneilla tuloksilla laskettuja vakioita. Taulukossa 5 on esitetty muutama kaavassa käytettävä Velanderin kerroin. [27, 25]

Taulukko 5: Velanderin kertoimia. [25]

Sähkön käyttäjäryhmä	k_1	k_2
Kotitalous	0,29	2,50
Sähkölämmitys	0,22	0,90
Palvelu	0,25	1,90

Velanderin kaava ei kuitenkaan ole päätynyt kovin tarkaksi tavaksi arvioida kuluttajan huipputehoja, eikä se ole sovellettavissa pieniin käyttäjämääriin. Velanderin kaava on toteutunut hyödylliseksi ainoastaan suurien käyttäjämäärien huipputehon laskennassa. Velanderin kaavan käyttö on lopetettu ja sen tilalle on otettu käyttöön tyyppikäyttäjäkohtaiset kuormitusmallit. [12, 27, 28]

Kuormitusmallin pohjalla on taulukoissa 1 ja 2 esitellyt kulutusarvot kuluttajan tyyppin ja toiminnan laajuuden perusteella. Tyyppikäyttäjän kuormitusmallit ovat kuitenkin tarkennettu Suomen Sähkölaitosyhdistys Ry:n teettämän tutkimuksen perusteella. Tutkimuksessa tyyppikäyttäjien kuormitusmalleja perustettiin 42 sähkölaitoksen avulla noin 1200 mittauskohteesta. Kuormitusmallien tutkimuksessa analysoitiin tyyppikäyttäjien tehovaihtelu, tuntikeskitehot, -huiput, niiden hajonta ja tyyppikäyttäjien lämpötilariippuvuus. Suomen Sähkölaitosyhdistyksen mittauksien perusteella rakennettiin vuodelle indeksisarjat, jossa vuosi jaetaan 26 2 viikon pituisiin ajanjaksoihin. 2-viikkomallit on vielä jaettu kolmeen erilliseen kategoriaan arkeen, aattoon ja pyhään. [24, 25, 27]

Kuormitusmallissa sähkönkäyttäjät jaettiin käyttäjäjoukkoihin kulutustottumuksien mukaan, jolloin sähkön käytössä ei esiinny ryhmän sisällä suurta hajontaa. Käyttäjäjoukoille laskettiin 2-viikkojakson mukaiset keskituntitehot ja tunti-indeksit. Koska sähkön käyttö on todettu erittäin lämpötilariippuvaiseksi, 2-viikkojaksoilla tulee ottaa myös huomioon vuoden eri kausien aiheuttama vaikutus kulutuksessa.

Lämpötilan vaikutukset sähkön käyttöön käydään läpi tarkemmin kappaleessa 4.1.2. [24, 25, 27]

Kuormitusmallilla on perustettu laskennallinen sähkönkäyttäjän tuntikohtainen keskitehontarve, jonka kaava on esitetty yhtälössä 2. Kaavalla voidaan laskea keskitehon tarve vuoden jokaiselle tunnille 2-viikkojaksoista ja tunti-indeksisarjoista.

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8760} \cdot \frac{Q_{ri}}{100} \cdot \frac{q_{ri}}{100} \quad (2)$$

Kaavassa 4.1.2 P_{ri} on tyyppikäyttäjär ryhmän r keskituntiteho ajanhetkellä i . E_r on tyyppikäyttäjär ryhmän kokonaisvuosienergia, Q_{ri} on vastaavasti ryhmän r 2-viikkoindeksi ajalla i ja q_{ri} on vastaava tunti-indeksi.

4.1.2 Lämpötilan vaikutus

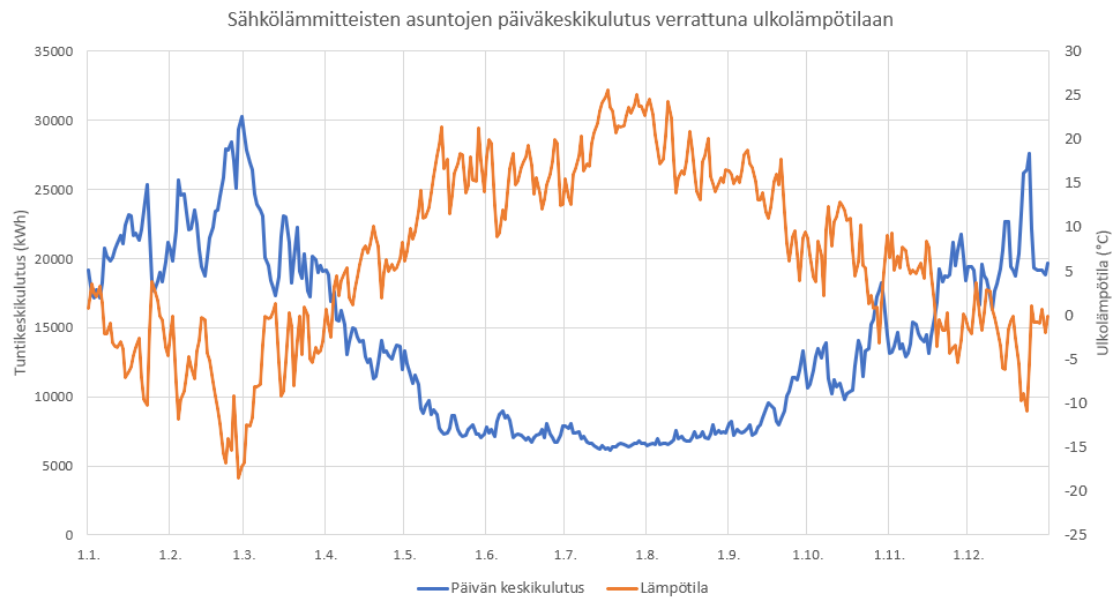
Kuormitusmalleissa ja kulutusanalyysissä on otettu myös huomioon lämpötilan aiheuttama vuodenajan keskilämpötilaan perustuva vaihtelu. Lämpötilalla on suuri vaikutus sähkönkäytössä, joka on usein näkynyt kylmällä kaudella huomattavana kulutuksen kasvulla lämpötilan laskiessa. Nykyisin huoneistojen jäähdytyslaitteiden yleistymisen myötä on myös havaittavissa kulutuksen kasvua kesän lämpiminä ajanjaksoina. Ilmalämpöpumppujen lämpötilariippuvuuksia ei ole kuitenkaan saatu vielä tunnistettua luotettavalla tarkkuudella kulutuksesta. [29]

Kuormitusmalliin on huomioitu sähkönkäytön lämpötilariippuvuus yksinkertaisella lineaarisella laskentakaavalla 3

$$q_{tod}(t) = q_0(t) + \beta \cdot \Delta T(t) \quad (3)$$

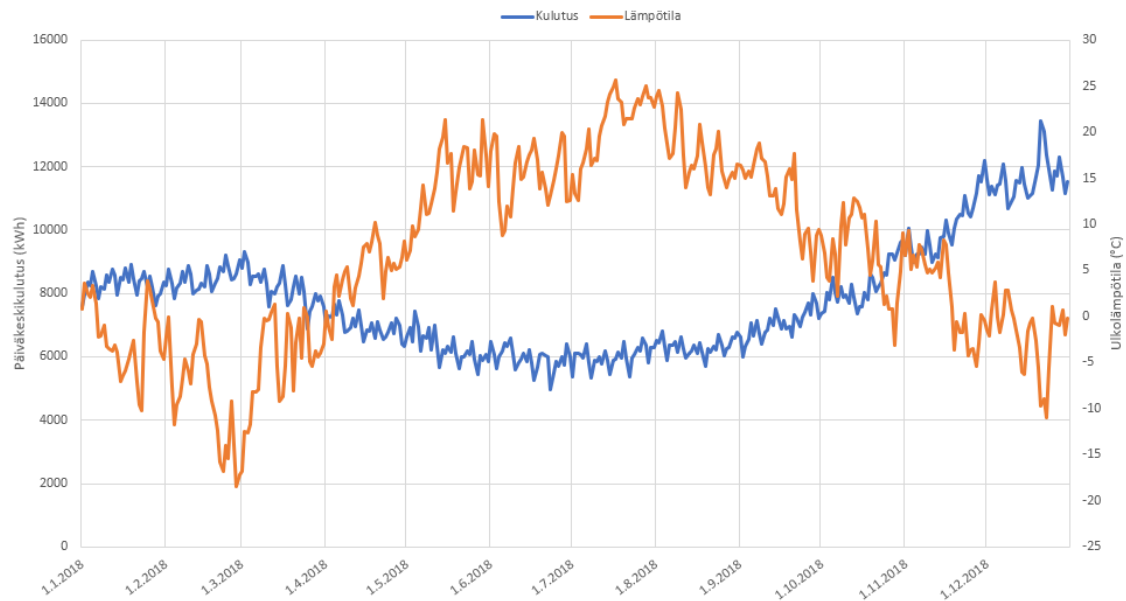
Yhtälössä 3 q_0 on ajanhetkellä t normaalissa olosuhteessa lämpötilariippumaton tuntiteho, β on lämpötilariippuvuuden kerroin, ΔT on todettu lämpötilan erotus referenssilämpötilaan ja q_{tod} on toteutunut mitattu lämpötilariippuva kulutus. Mikäli lämpötilariippuvuuden laskennan parametreja ei ole mitattu tarkasti tai ei ole saatavilla, voidaan kuorman lämpötilariippuvuutena käyttää arvoa $4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. [28]

Lämpötilan vaikutus ja kulutuksen riippuvuus lämpötilasta on erityisesti näkyvissä asumusmuodoissa, joissa lämmitys on toteutettu pääosin suoralla sähkölämmityksellä, vaikka lämmitykseen apuna olisikin puutakka tai vastaava. Lämpötilariippuvuuden toteutumiseen on esitetty kuvassa 4 vuoden 2018 kulutuksen vaihtelu suhteessa ulkolämpötilaan. Kuvan 4 kulutus perustuu 367 lähekkäiseen asuintalojen käyttöpaikkaan Porvoon Sähköverkolla. Nämä asumukset ovat 1990-2000 välillä rakennettuja suoralla sähkölämmityksellä varustettuja ja osassa myös puuavusteisella lämmityksellä varustettu. Ulkolämpötila on haettu kohdepaikalle FMI:n avoimen datan palvelusta.



Kuva 4: Sähkölämmitteisten asuntojen sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus Porvoossa vuonna 2018. Kulutuksen arvot ovat päiväkeskiarvoja (kWh) ja lämpötilan arvot ovat päivän keskiarvoja (°C)

Vertailun kohteeksi kuvalle 4 on otettu toinen keskusta-alueen kerrostalojen kuluttajaryhmä, joiden kulutus ei perustu varsinaisesti ulkolämpötilaan. Näiden käyttäjien lämmitys on pääsääntöisesti kaukolämmityksellä toteutettu. Kuvassa 5 on esitelty tämän käyttäjäryhmän kulutus kuvaa 4 vastaavalla ajanjaksolla. Kulutusdata perustuu 829 kerrostaloasuntoon ja datan määrän suuruuden sekä kuvaajan helpomman havainnollistamisen vuoksi vuoden energiat on piirretty kuvaan 5 päivän keskikulutuksien perusteella.



Kuva 5: Satunnaisotos kerrostaloasuntojen lämpötilariippuvuudesta Porvoossa vuoden 2018. Kulutuksen ja lämpötilan arvot ovat päiväkeskiarvoja (kWh, °C)

Kuvasta 5 huomataan hyvin pieni vaikutus lämpötilan kanssa, mutta sillä ei ole suurta korrelaatiota kulutukseen verrattuna sähkölämmitteisiin omakotitaloihin. Kulutuksen väheneminen kesällä mahdollisesti johtuu muista syistä kuin ulkolämpötilasta kuten satunnaisvaihtelusta tai hajonnasta. Kesäaikaan on myös auringonvaloa enemmän päivässä ja sähkövalaistuksen tarve voi olla osaselitys kulutuksen vuodenaikavaihtelulle.

4.1.3 Hajonta, satunnaisvaihtelu ja tehohuippujen päällekkäisyys

Kuormitusmalli kehittää sähkönkäyttäjätymiselle mallin suuren tyyppikäyttäjäryhmän kulutuksesta ja huipputehoista. Yksittäisten kuluttajien huipputehon tai kulutuksen laskemiseen kuormitusmallin käyttäminen voi antaa hyvin harhaan johtavia tuloksia. Esimerkiksi kuluttajalle alimitoitettun laitteiston ja kaapeleiden rakentaminen voi aiheuttaa suuret kustannukset sähköverkolle, kun laitteistot ja kaapelit joudutaan korvaamaan suuremman kuorman vastaavilla.

Syy kuormitusmallin epätarkkuudessa yksittäisten kuluttajien analysoinnissa on otannan hajonta ja satunnaisvaihtelu. Jos tunnetaan tai voidaan riittäväällä varmuudella laskea kuormitusmallin ryhmän otoshajonta, voidaan paremmin arvioida mikä on luottamusväli uuden asiakkaan kuormalle, mutta tulos perustuisi silti arvioon. Sähkönkäyttäjillä voi silti olla erittäin vaihtelevat tottumukset ja sähkölaitteiston määrät.

Mikäli asiakkaan kulutuksesta ei ole mittausdataa tiedossa, voidaan arviointiin käyttää käytännössä vain tilastomatemattisia keinoja verraten asiakasta muihin samankaltaisiin sähkönkäyttäjiin. Muiden sähkönkäyttäjien otannasta tehdään odo-

tusarvo ja hajonnan laskenta normaalijakaumaa noudattaen. Tällöin asiakkaan huipputeho voidaan laskennallisesti arvioida yhtälön 4 avulla. [25]

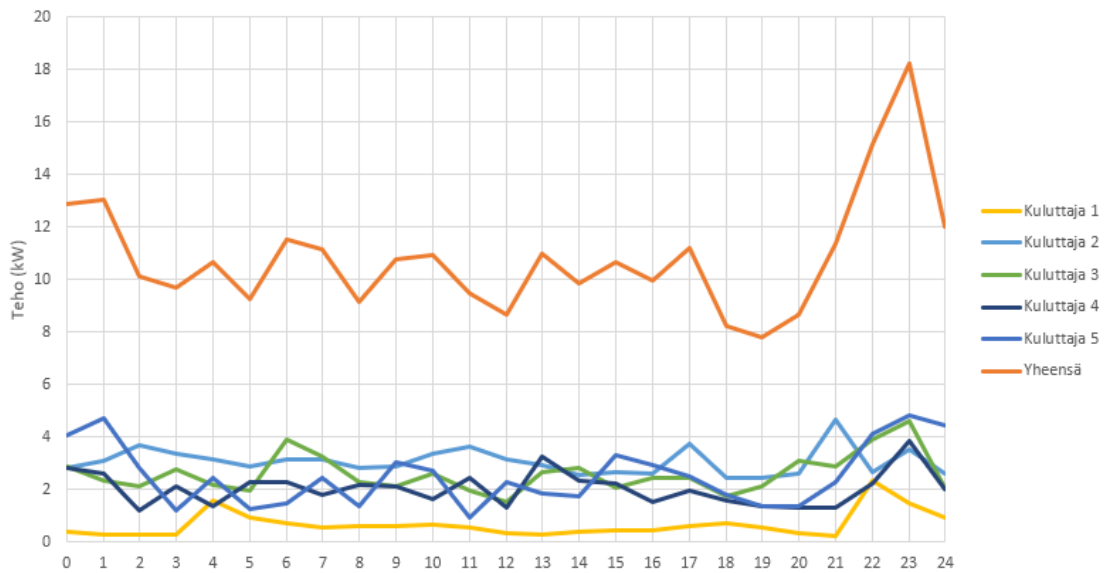
$$P_{max} = n \cdot \bar{P} + z_a \cdot \sqrt{n} \cdot \delta \quad (4)$$

Yhtälössä 4 P_{max} on käyttäjän arvioitu huipputeho, n on otannan suuruus, \bar{P} on keskiteho, z_a varmuusmarginaalia a vastaava kerroin ja δ on käyttäjäryhmäkohtainen keskihajonta. [25]

Laskennalliseen huipputehon suuruuteen aiheutuu pienempi hajonta otoskoon kasvaessa. Otanta valitessa tulee siis huomioida mahdollisimman samankaltaisia käyttäjiä ja riittävän suuri määrä, jolloin hajonta laskennallisessa huipputehossa ei ole liian korkea. Siten voidaan runkoverkosto ja muuntopiirit suunnitella ja rakentaa kuormitusvastaaviksi.

Huipputehojen laskennassa voidaan ottaa myös huomioon sähkönkäyttäjien huipputehon ajoituksen vaihtelu tai tehojen risteily. Tämä tarkoittaa sitä, että kaikkien kuluttajien ei tarvita olettaa saavuttaa huipputehoaan tasan samalla ajanhetkellä. Verkon kuormituskestävyys voidaan tehojen risteilyn vuoksi yleensä mitoittaa laskennallista huipputehoa merkittävästi matalammalle teholle. [25]

Kuvien 4 ja 5 mukaisille alueille on tehty kuvissa 6 ja 7 otanta 5:stä satunnaisesti valituista yksittäisistä kuluttajista vuoden 2018 yhden talviarkipäivän kulutuksessa. Kuvista 6 ja 7 nähdään tehojen risteilyn vaikutus samanaikaisessa huipputehossa verrattuna todelliseen verkkoon kohdistuneeseen huipputehoon.

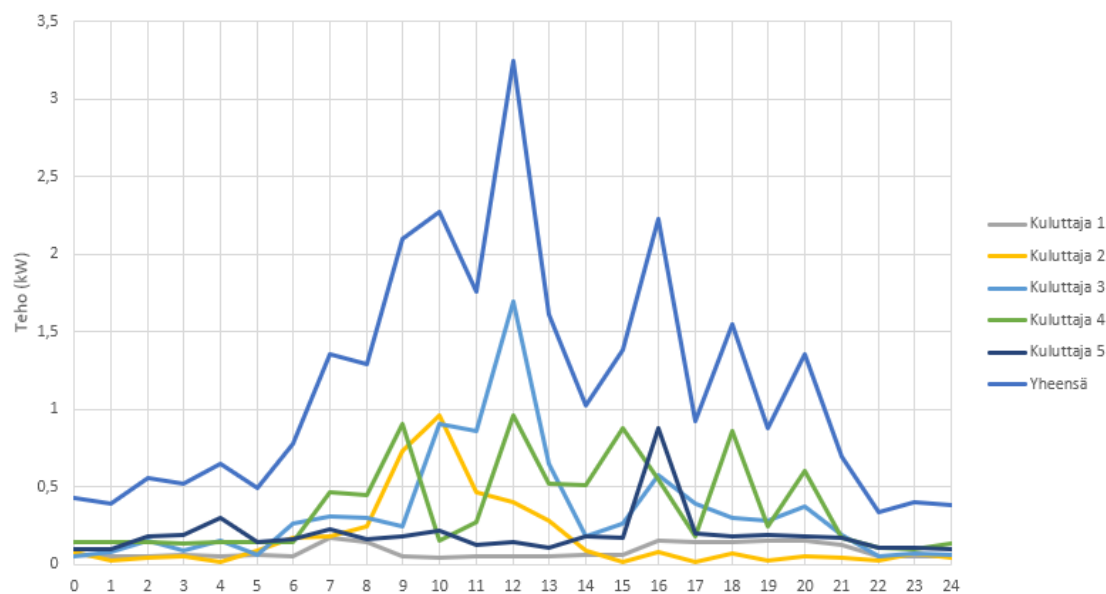


Kuva 6: Viiden omakotitalon sähkönkulutuksen vaihtelu ja yhteen laskettu huipputeho talviarkipäivän aikana

Kuvan 6 kulutuksessa on havaittavissa, että asunnoissa on, kuluttajaa 1 lukuun ottamatta, hyvin todennäköisesti lämmitys toteutettu pääosin suoralla sähkölämmi-

tyksellä. Alueella on asennettuna asuntoihin yösähkön kontaktorille oma kaapeli, joka kytkeytyy kello 22. On mahdotonta tunnistaa mitä laitteistoja asiakkaat on kytkenyt yösähkön käynnistyessä, mutta varaava huoneistolämmitys ja lämminvesivaraaja ovat todennäköisimpiä suuren kuorman tuottavia laitteita. Kulutuksen kuvaajissa onkin nähtävissä selvä tehon nousu 22 aikaan ja hetken sen jälkeen.

Kuvan 6 kuluttajien yhteenlaskettu 20,2 kW ja yksittäisen tunnin suurin tehon summa on 18,2 kW. Huipputehujen risteilyn aiheuttama vääristymä todelliseen tarvittavaan huipputehohon oli siis valittujen kuluttajien kesken vain noin 10 %. Kesäpäivän kulutuksesta tehty analyysi havainnollistaisi tehon risteilyä paremmin, mutta tämä antaisi erittäin epätarkan arvon kuluttajien todellisesta tehon tarpeesta sähkölämmityksen puuttuessa.



Kuva 7: Viiden kerrostaloasunnon sähkönkulutuksen vaihtelu ja yhteen laskettu huipputeho talviarkipäivän aikana

Koska kerrostaloasuntojen kulutus perustuu pääosin kodin laitteiston käyttöön eikä lämmitykseen tai vesivaraajaan, kerrostaloasuntojen tehon risteilyn vaikutus on huomattavasti suurempi. Kuvassa 7 nähdään, kuinka kello 12 saavutetaan päivän korkein teho. Tarkasteltavan päivän kello 12 huipputeho saa arvon 3,2 kW, kun jokaisen kuluttajan päivän huipputehujen summa on 4,7 kW. Tehojen risteily aiheuttaa siis 32 % pienemmän toteutuneen huipputehon verrattuna kuluttajien huipputehujen summaan.

Tehojen risteilyn vuoksi tulee muuntopiirin tehokkuutta suunnitellessa huomioida asiakkaiden eri ajoille kohdistuvat huipputehot. Muutoin verkon investointikustannukset kasvavat ja verkkoa ei rakenneta kustannustehokkaasti. Verkko rakennettaisiin ainoastaan oletettuja huippuja myöten ja päädyttäisiin tilanteeseen, jossa verkossa on liikaa tilaa toteutuneen muuntopiirin huipputehon ja sen kuormituskestävyyden välillä.

Verkon tehojen risteilyä voidaan myös matemaattisesti arvioida suunnittelussa. Käyttäjärühmän tai suunniteltavan muuntopiiriin voidaan laskennallisesti arvioida ryhmän yhden tunnin aikainen huipputeho kaavan 5 avulla. [25]

$$P_{max} = \sum_{i=1}^l (n_i \cdot \bar{P}_i) + z_a \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^l (n_i \cdot \delta_i^2)} \quad (5)$$

Kaavan 5 P_{max} verkon tarkasteltava osan tai osuuden huipputeho, l tarkasteltavan osuuden käyttäjien määrä, z_a varmuusmarginaalia a vastaava kerroin, δ on käyttäjärühmäkohtainen keskihajonta ja \bar{P} osuuden keskiteho. [25]

4.1.4 AMR-datan analyysi

Ennen Euroopan Unionin direktiiviä 2012/27/EU, Suomessa sähkönkulutuksen mittaus tapahtui pääsääntöisesti kiekkomittareilla, joista nähtiin vain tarkastushetkellä kumulatiivinen kokonaiskulutus. EU:n direktiivin jälkeen näitä mittareita alettiin uusia digitaalisilla, jotka ottavat mittauksen kulutuksesta tunnin välein ja lähettää mittausdatan erillisiä keskittimiä käyttämällä GSM-verkon kautta analysoitavaksi. Tästä mittausdatasta voidaan tehdä tarkempi jopa päivän sisäinen kulutusanalyysi tunnin tai 15 minuutin tarkkuudella sähkönkäyttäjää kohden.

AMR-dataa voidaan hyödyntää myös kuormitusmallien uudistamisessa. Kuormitusmallit perustuvat jo yli 20 vuotta vanhaan tutkimukseen, jonka pätevyys tänä päivänä ei ole enää nykyaikaisen sähkönkäyttäjän tasolla. VTT teki vuonna 2010 tutkimuksen 52 yksittäisen sähkölämmitystalon AMR-datan perusteella, kuinka tarkasti kuormitusmalli vastaa todellista kuluttajan kuormitusmallia. [30]

Kuluttajien sähkölaitteiden määrä ja niiden käyttöaste on lisääntynyt ja tulee lisääntymään tulevaisuudessa. Myös muihin sähkönkäyttötottumuksiin on kuormitusmallien perustamisesta lähtien tapahtunut paljon muutoksia ja muutoksia tulee myös jatkossa tapahtumaan. Kuluttajien kuormitusta on eniten viime aikoina muuttanut LED-valaisimien käyttö, sisätilan jäähdyttimien ja ilmalämpöpumppujen yleistyminen ja laitteiston hyötysuhteen paraneminen.

Asiakkaat ovat myös tehneet kuorman siirtoa säästääkseen sähkölaskuissa. Jo yö-sähkön käytöllä on saatu kuluttajia siirtämään kuormaansa yölle, jolloin kulutusta on suhteessa huomattavasti vähemmän kuin päivällä. Toisaalta omakotitalojen suuren varaavan lämmityskuorman kytkeminen yö-sähköön tai -ohjaukseen on aiheuttanut myös ongelmia suuressa tehohuipussa yö-sähkön alkaessa. AMR-datalla on kuitenkin voitu ohjata kuluttajia siirtämään kuormaansa ns. ”spot”-hinnoittelun avulla, jossa kuluttaja maksaa Nordpoolin Elspot tuntihinnaston mukaisen energiahinnan. Asiakas voi säästää energialaskussaan siirtämällä kulutustaan matalahintaisille tunneille ja vähentämällä kulutusta korkeahintaisilla tunneilla. ”spot”-hinnoittelu ei ole kuitenkaan siirtohinnoittelun kannalta hyvä tai edes kustannusvastaava vaihtoehto, koska verkon suunnittelu ja rakenne ei perustu niinkään tuotetun energian hintaan.

Tosin myös verkkoon syötettävän energiaan on tapahtunut muutoksia uusiutuvan ja hajautetun tuotannon kehittyessä. Hajautetussa tuotannossa asiakas voi joko syöttää ylimääräisen itse tuotetun energian takaisin verkkoon tai käyttää sen itse.

Verkkoon takaisin syötettävästä energiasta saa huomattavasti pienemmän korvauksen kuin mitä kulutettu energia maksaa. Suurempi hyöty asiakkaalle tulee siis, jos hän voi itse kuluttaa tuottamansa energian. Mutta tämänkin toimenpide aiheuttaa muutoksia sähkönkäyttöön ja johtaa epätarkkuuteen kuormitusmallissa.

Kuormitusmallien vanhenemisen ja AMR-datan myötä verkon saneerauskohteiden suunnittelussa on alettu käyttämään kuormitusmallien sijaan Porvoon Sähköverkolla lähestulkoon ainoastaan toteutuneen AMR-datan analyysiä. Tällä tavoin verkon muuntopiirit ja runkojohdot voidaan rakentaa edellisten vuosien kuormitusten mukaan huomioiden noin 4 % vuosittaisen kulutuksen lisääntymisen. Runkoverkoissa tulee kuitenkin huomioida uusien asiakkaiden mahdollisuus.

4.1.5 Regressioanalyysi ennustettavalla tai tunnetulla tiedolla

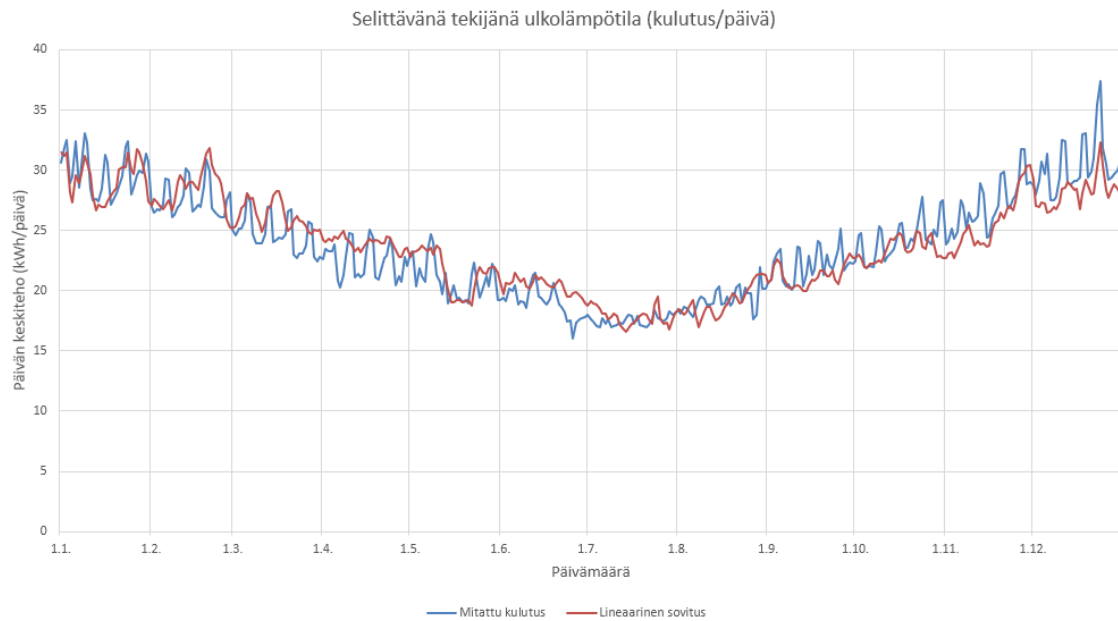
Regressioanalyysillä voidaan tehdä ennusteita tulevien vuosien tai kuluvaan vuoden oletettavasta kulutuskehityksestä. Regressioanalyysissä asetetaan yksi tai useampi tekijä tunnetuksi ja sen kaavasta ratkaistaan muuttujat, joiden avulla voidaan tehdä kulutuksen ennustemalleja. Regressioanalyysin yhden selittävän tekijän kaava on esitetty kaavassa 6 ja useamman selittävän tekijän kaavassa 7. [31]

$$y_1 = b_0 + b_1 \cdot x_1 \quad (6)$$

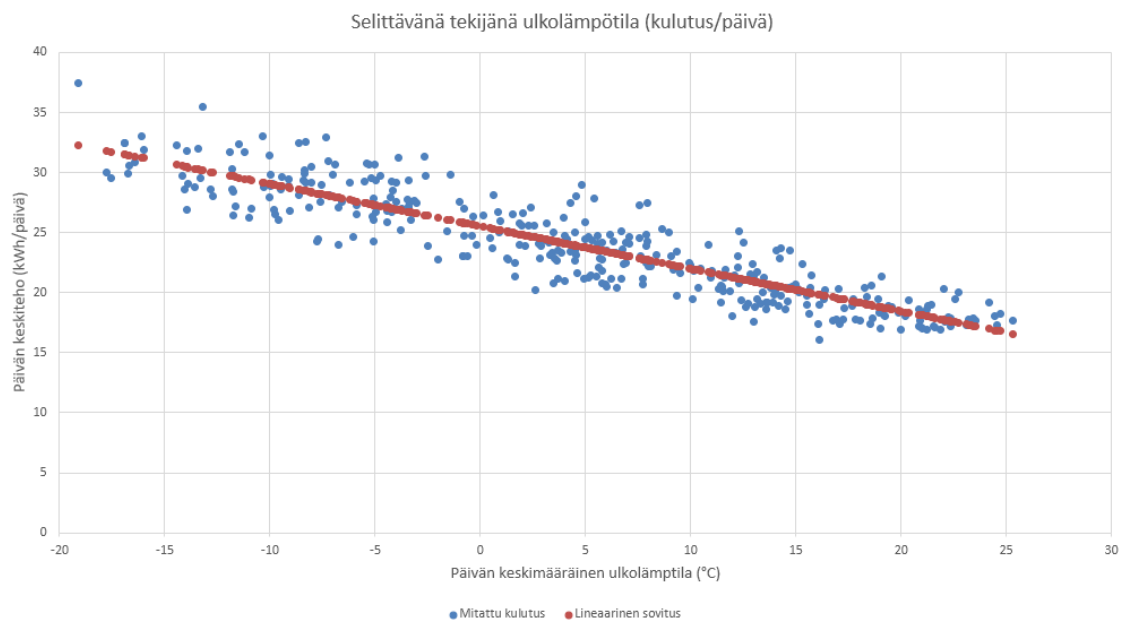
$$y_1 = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i \cdot x_i \quad (7)$$

Regressioanalyysiin voidaan sisällyttää siis useampia selittäviä tekijöitä, mutta niiden määrä tekee analyysistä laskennallisesti raskaan. Kaavassa 7 b_n on ratkaistava tuntematon muuttuja, x_n on tunnettu tai ennustettavissa oleva selittävä muuttuja ja y_1 on selitettävä muuttuja. b_n kertoimien laskemiseen tarvitaan kuitenkin jokin tunnettu arvo y :lle, jonka perusteella voidaan tulevien vuosien tuntikeskitehoille laskea ennusteet. Kuvaajien selkeyden vuoksi esimerkkinä käytetään kuitenkin tuntikeskitehon sijaan päiväkeskitehoja.

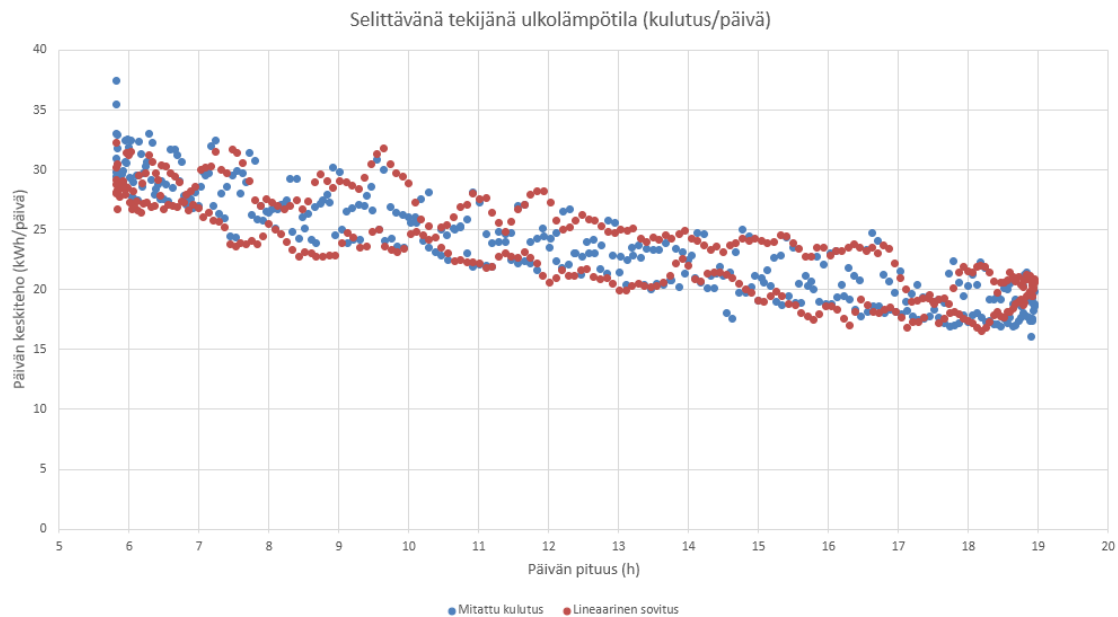
Verkon kuormitukselle voidaan regressioanalyysissä helposti asettaa tunnetuksi tiedoksi päivän pituus ja ennusteiden tai tilastojen mukaiset lämpötilat. Päivän pituus on tarkasti tunnettu - pois lukien pilvisyyden aiheuttama pimeys - ja sillä on vaikutus ihmisten sähkönkäyttöön esimerkiksi valaistuksen käytön määrässä. Ulkolämpötilalla on suurempi vaikutus kulutuksen määrään, mutta se ei ole tarkasti ennustettavissa. Kuvissa 8, 9 ja 10 on esitelty yhden muuntopiirin vuoden toteutunut päiväkeskiteho ja regressioanalyysillä laskettu arvioitu päiväkeskiteho.



Kuva 8: päiväkeskitehon regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä päivämäärän mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila.



Kuva 9: Päiväkeskitehon regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä ulkolämpötilan mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila.

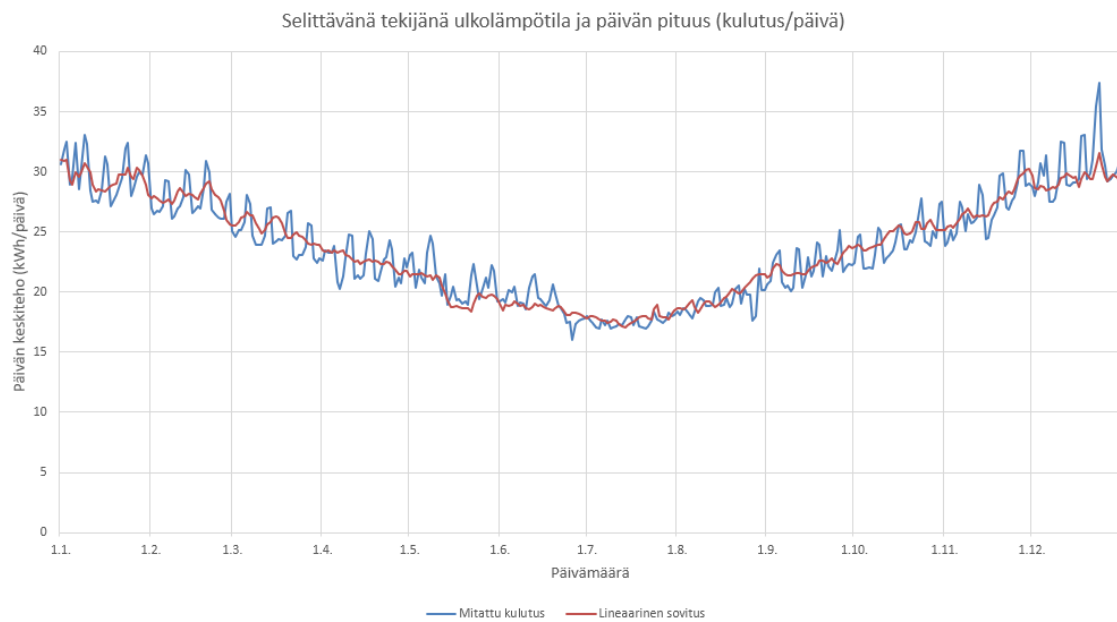


Kuva 10: Päiväkeskitehon regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä päivän pituuden mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila.

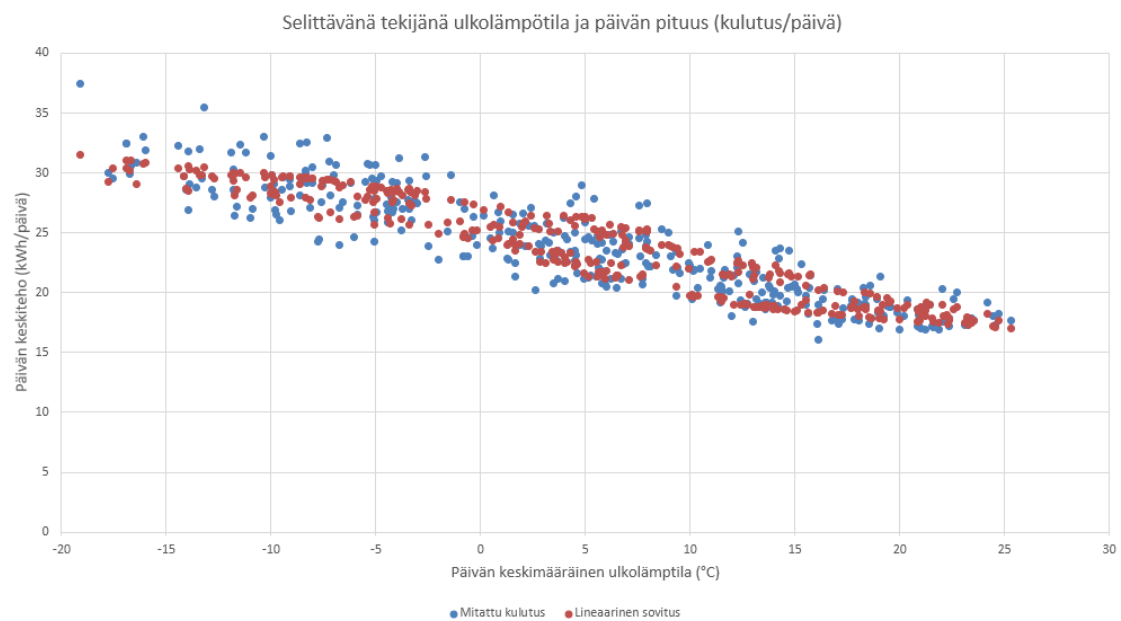
Kuvissa 8, 9 ja 10 on esitetty regressioanalyysin laskennallinen arvio päiväkeskikulutuksella punaisella merkinnällä ja toteutuneet lukemat sinisellä merkinnällä. Kuvasta 8 katsomalla nähdään, että vuoden aikana regressioanalyysillä on saatu melko läheisesti pitkällä aikavälillä ennuste vastaamaan toteutunutta kulutusta. Edellisten kuvien regressioanalyysin arvot ovat saatu käyttämällä vain ennustettua lämpötilaa analyysin selittävänä tekijänä. Tämän vuoksi regressioanalyysin keskipäiväteho seuraa melko tarkasti ulkolämpötilan muuttuessa keskipäivätehojen keskiarvoja. Kuvassa 9 nähdään myös kuinka regressioanalyysi on laskennallisesti yksinkertainen lineaarinen sovitus mitatuilla keskilämpötiloilla.

Toisaalta tämän vuoksi päivän pituudella ei ole yhtä suurta korrelaatiota, koska päivän pituudella on melko epäsuora vaikutus analyysin selittävään tekijään, ulkolämpötilaan. Kuvassa 10 nähdään kuinka regressioanalyysin arviot useissa päivissä ylittää tai alittaa toteutuneen kulutuksen. Tässäkin tapauksessa kulutuksen trendiarvio on kuitenkin riittävän tarkka pitkäaikavälin analyysiin, mutta tarkempaa analyysiä varten tulisi käyttää muitakin selittäviä tekijöitä.

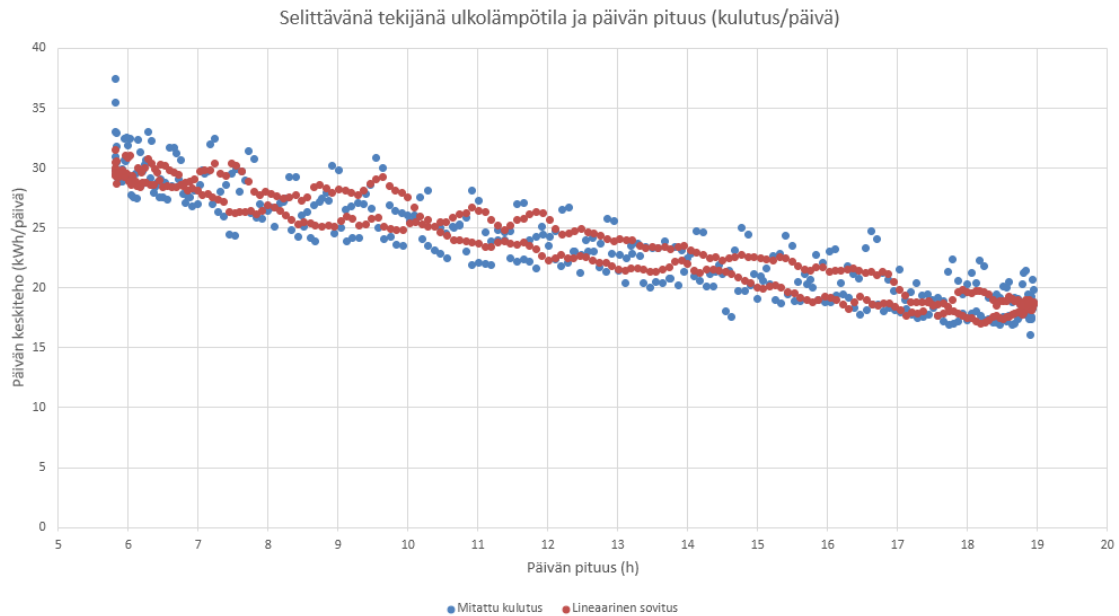
Koska päivän pituus on tunnettu muuttuja, se voidaan huomioida regressioanalyysissä melko helposti. Ottamalla kulutuksen regressioanalyysiin selittäviksi tekijöiksi ulkolämpötila ja päivän pituus, suurimmat kulutukseen vaikuttavat tekijät on huomioitu ja analyysin tarkkuus on oletettavasti tarkempi. Laskemalla regressioanalyysi ulkolämpötilan ja päivän pituuden selittävällä tekijällä saadaan kuvien 11, 12 ja 13 mukaiset kuvaajat.



Kuva 11: Päiväkeskitehon regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä päivämäärän mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila ja päivän pituus.



Kuva 12: Päiväkeskitehon regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä ulkolämpötilan mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila ja päivän pituus.



Kuva 13: Päiväkeskitteho regressioanalyysi vuoden aikana järjestettynä päivän pituuden mukaan. Selittävänä tekijänä ulkolämpötila ja päivän pituus.

Näistä kuvaajista nähdään, että vaikka lämpötilan osuudelle muodostuu hieman vaihtelua lineaarisen lämpötilasovituksen kuvaajaan 9 verrattuna, päivän pituus ja vuoden tuntien mukainen regressio sisältää huomattavasti vähemmän vaihtelua. Koska lämpötilan kertoimen muutokset perustuvat tilastojen perusteella luotuihin ennusteisiin myös regressioanalyysi voi saada hieman epätarkkuutta. Siksi regressioanalyysi on hyvä tehdä vuosikulutuksessa vähintään myös käyttäen päivän pituutta selittävänä tekijänä. Päivän pituudella saadaan tasoitettua lämpötilan vaikutusta analyysin vaihteluun ja ennustemallien ja tilastojen poikkeamia tasoitettua.

Vaikka regressioanalyysi antaakin kuormitukselle vain keskituntitehoja eikä huipputehoja, sen käyttäminen on verkon suunnittelussa ja kulutusanalyysissä hyödyllinen, sillä sen avulla voidaan kehittää arvioita uusien alueiden rakentamiselle. Regressioanalyysin kertoimet voidaan muodostaa tunnetuilla muuntopiireillä ja tarkastella keskituntitehojen kehitystä muutoin tuntemattomilla muuntopiireillä.

4.2 Kustannusanalyysi

Kustannusanalyysin tarkoituksena on selvittää jakeluverkolle sähkön siirtämisestä koituvat kustannukset. Kustannusanalyysi tehdään jaotteleamalla tilikaudella koituneet kulut eri kustannuspaikoille sen mukaan missä verkkotasossa tai toimintaympäristössä kyseinen kulu on tehty. Erittelemällä kulut kustannuspaikoille, voidaan selvittää missä osassa verkkotoimintaa kustannukset tapahtuvat ja kuluttajien siirtotuotteelle voidaan laskea aiheuttamisperiaatteen mukainen kustannus.

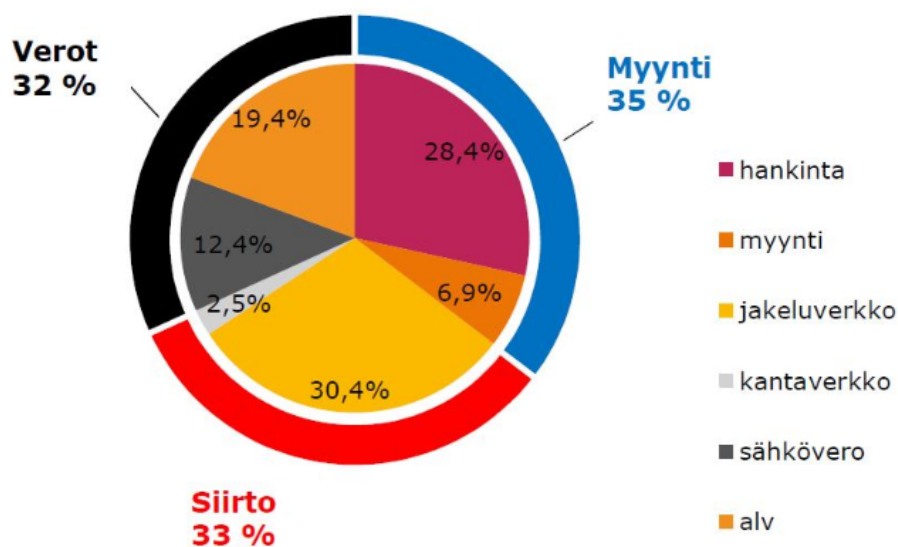
Verkkotoiminnan kustannukset ja kustannuspaikat riippuvat siitä, missä maantieteellisessä alueessa verkonhaltija toimii ja miten suuri heidän oma toimintansa on.

Esimerkiksi Porvoon Sähköverkolla ei ole omaa verkon urakointia ja rakentaminen ostetaan siten urakoitsijalta. Tällöin siis rakentamiseen liittyvät henkilöstökustannukset kohdistetaan sille verkkotasolle, jolla verkkoa rakennetaan.

Jokainen verkonhaltija on vapaa valitsemaan omat kustannuspaikkansa sen mukaan, miten verkon kustannukset vastaavat omaa toimintaansa. Yleisimpiä kustannuspaikkoja ovat kuitenkin seuraavat: [32]

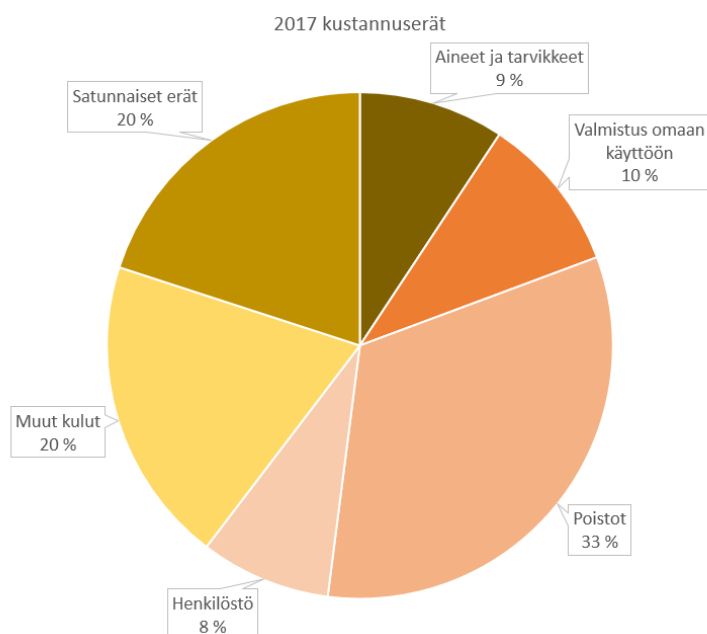
- Alueverkko ja kantaverkko
- Häviösähkö
- Kohtuullinen tuotto ja kannustimet
- Henkilöstö- ja hallinnolliset kulut
- Aineelliset ja tarvikeostot
- Verkkovuokrat, vakiokorvaukset ja muut kulut
- Tasapoistot
- Rahoitustuotot ja -kulut
- Satunnaiserät ja konserniavustus
- Investointi ja operatiiviset kustannukset [32]

Energiavirasto on tutkinut vuoden 2019 tasolla, mistä pienjänniteverkkoon liittyneen K2-tyyppikäyttäjän kotitalouskäyttäjän sähkön hinta koostuu. Tämän selvityksen mukaan sähkön hinnasta 32 % on veroa, 35 % energian myynnin maksuja ja 33 % siirtoverkon maksuja. Energiaviraston selvityksessä selviää, että siirtomaksusta noin 7,6 % on kantaverkon maksuja ja loput ovat jakeluverkon maksuja. Sähkön hinnan verot toisaalta jakautuvat osittain energian myynnin puolelle arvonnäisäverona ja siirtoverkon puolelle sähköverona. Sähkövero vastaa sähkön hinnasta noin 12,4 % ja ALV noin 19,4 %. Energiaviraston selvityksen mukainen maksujen jakautuminen on esitetty kuvassa 14. [33]



Kuva 14: Energiaviraston selvityksen mukainen K2-tyyppikäyttäjän sähkön hinnan koostuminen vuoden 2019 tasolla. [33]

Porvoon Sähköverkon osuudelta jakeluverkon maksuja voidaan vielä jaotella Energiaviraston selvityksen lisäksi. Porvoon Sähköverkolla taselaskelman kustannukset ovat kuvan 15 mukaiset.



Kuva 15: Porvoon Sähköverkon vuoden 2017 tilikauden taselaskelman mukaiset verkkotoiminnan kustannukset.

4.2.1 Verkoston rakentamisen kustannukset

Verkoston rakentamisen kustannukset koostuvat kolmesta pääpiirteittäisestä osuudesta, uuden verkon rakentamisesta, nykyisen verkon korjaamisesta ja nykyisen verkon parantamisesta, eli saneerauksesta. Käytännössä siis verkostokustannukset ovat omaan ja vieraaseen pääomaan sidottuja kustannuksia ja operatiivisia kustannuksia. Omalle pääomalle verkon rakentamiseen liittyvistä investoinneista syntyy kustannuksia vain rakennushankkeisiin sidottuna pääoman kustannuksena. Vieraalle pääomalle toisaalta kustannuksia syntyy lisäksi vieraan pääoman korosta.

Verkkoon sijoitettava pääoma lasketaan taseessa käyttöarvon kasvamisena, josta tehdään vähennyksiä vuosittain taselaskelmassa. Kaapeleille, muuntajille ja muille verkon rakenteille lasketaan hinnan ja oletetun käyttöiän perusteella vuosittaisen vähennyksen suuruus, jota kutsutaan taseessa poistona. Maakaapeleille ja kytkinrakenteille lasketaan käyttöiäksi 40-45 vuotta ja muuntajille 50. Monessa tapauksessa oletettu ikä ylittyy ja vikatapauksissa poistot tulevat loppukäyttöarvon vähennyksenä kerrallaan.

Monesti vikatapauksissa kaapeli vaurioituu, mutta vain yhdestä kohdasta, joten kaapelin kokonaista jäljellä olevaa käyttöarvoa ei tarvitse laskea poistoihin. Sen sijaan kaapelin arvo pidetään samana ja korjaukselle lasketaan operatiivisia kustannuksia. Muuntajien tai rakenteiden hajotessa, tuotteen käyttöarvo menetetään ja niiden jäljellä oleva arvo lisätään kokonaisuudessaan poistoihin tulevaan tilikauden taseeseen.

Operatiiviset kustannukset kattavat kaikki verkkotoimintaan liittyvät kustannukset, jotka eivät ole investointeihin liittyviä. Eli verkon huolto, ylläpito, suunnittelu ja käytön kustannukset lasketaan operatiivisina kustannuksina. Operatiivisia kustannuksia on myös vuokrat, hallinnolliset kustannukset ja kantaverkon liityntäpistemaksut, mutta näitä ei yleensä liitetä verkon rakentamiseen kuuluviin kustannuksiin.

4.2.2 Loistehon aiheuttamat kustannukset

Jokainen kaapeliosuus ja laite aiheuttaa loistehoa. Loisteho voi olla kapasitiivista tai induktiivista, mutta siirtoverkkojen yhteydessä lähestulkoon aina loisteho on pääosin kapasitiivista. Asiakkaan verkossa loisteho voi olla myös induktiivista. Yksityisasiakkaiden ei tosin tarvitse huolehtia omasta reaktiivisesta tehostaan. Induktiivinen loisteho syntyy sarjaan kytkettyjen pitkien kaapelivetojen sähkömagneettikentän syntyessä. [34]

Maakaapeloinnin yleistyessä on verkon loistehon kasvaminen alkanut aiheuttaa kapasitiivista komponenttia verkossa. Kapasitiivinen komponentti aiheutuu kaapeleiden sarjakapasitanssista, joka kuluttaa verkossa reaktiivista tehoa, eli loistehoa. Pienjänniteverkossa tämä ei ole suuri ongelma, mutta keskijännite ja sitä korkeammassa jännitetasoissa yhtenäisten kaapeleiden pituudet ovat korkeat ja niissä kuluu huomattava määrä loistehoa. [34]

Loisteho aiheuttaa tarpeetonta kuormaa sekä tuotannolle että siirtoverkon rakentamiselle. Loistehon lisääntyessä verkossa, sen jännite alenee ja virta kasvaa Ohmin lain mukaisesti. Tarpeeton kuorma aiheuttaa siirtoverkolle korkeammat kuormitettavuusvaatimukset, jotta siirtoverkon kaapelointi kestää myös loistehon osuuden. [34]

Verkossa tuotettu kapasitiivinen ja induktiivinen loisteho ovat 180 asteen vaihekulmassa toisiinsa nähden, joten niiden vaikutusta voidaan kompensoida. Induktiivinen kuorma aiheuttaa virran vaihekulmaa siirtymään 90 astetta jännitteestä viivästyneeksi. Kapasitiivinen kuorma aiheuttaa virran vaihekulman siirtymistä jännitettä edelle 90 astetta. Loistehoa voidaan siten kompensoida asettamalla vastakkaista loistehoa. Esimerkiksi induktiivista kuormaa voidaan kompensoida asettamalla kapasitiivista kuormaa siten, että tehon vaihekulma on 0. [34]

Siirtoverkossa voidaan tarkastella verkon vaihekulmaa ja valikoida kompensointia toteutuneen vaihekulman perusteella. Loistehon kompensointia tehdään suurilla keskusta-alueilla keskitetysti tai haja-asutusalueilla hajautetusti. Jakeluverkkoyhtiöt saattavat toteuttaa kompensoinnin hajautetusti, koska pitkät keskijännitekaapeloinnit aiheuttavat suuren määrän loistehoa. Porvoon Sähköverkolla loistehon kompensointi on kuitenkin tehty yhdistämällä keskitetty ja hajautettu toimintatapa sähköasemilla käyttämällä kompensoivia reaktoreita.

Mikäli jakeluverkkoyhtiön siirtoalueella syntyy loistehokomponentti kantaverkon liittymispisteisiin, kantaverkkoyhtiö, Fingrid, perii loistehosta erillisen maksun tehon suuruuden ja määrän mukaan. Kantaverkkomaksuja on esitelty tarkemmin kappaleessa 4.2.3 ja taulukossa 6. Jakeluverkkoyhtiön kannalta on huomattavasti kannattavampaa pyrkiä itse kompensoimaan siirtoverkossa syntyvää loistehokomponenttia, kuin maksaa kantaverkon palveluhinnaston mukainen maksu. Porvoon Sähköverkolla on käytössään 2 loistehon kompensointiin tarkoitettua niin sanottua reaktoria. Näillä on saatu verkossa syntyvät loistehot kompensoitua sille tasolle, että kantaverkolle ei tarvitse maksaa erilliskorvauksia loistehosta.

4.2.3 Sähköenergian siirrosta riippuvat kustannukset

Sähköenergian siirrosta riippuvat kustannukset ovat peräisin kantaverkkoon liittymisestä. Suomen kantaverkko, Fingrid, perii sähköenergian määrään sidonnaisia kustannuksia kantaverkkomaksuina ja häviökustannuksina. Kantaverkkomaksut ovat liittymismaksuja ja häviökustannukset kantaverkkopalvelumaksuja.

Liittymismaksut ovat kiinteitä maksuja jakeluverkkoyhtiölle, joissa sovitaan liittymispisteen siirtokapasiteetti. Liittymispisteen siirtokapasiteetti oikeuttaa jakeluverkon ottamaan liittymispisteestä sovitun suuruisen kuorman. Liittymismaksun suuruus riippuu kantaverkolle koituvien rakentamiskulujen mukaan, jotka todetaan toteutuneista rakennuskuluista ja tarkastetaan vuosittain. Liittyminen 400 kV kytkinlaitokseen maksoi vuonna 2018 2 miljoonaa euroa, 220 kV kytkinlaitokseen 1,2 miljoonaa euroa ja 110 kV kytkinlaitokseen 0,6 miljoonaa euroa. Liittyjä on kuitenkin vastuussa myös kytkinlaitoksen rakentamiskuluista, mikäli liittymistä ei voida asentaa nykyiseen kytkinlaitokseen. [35]

Kantaverkkopalvelumaksut ovat riippuvia kulutuksen määrästä ja tehojen suuruudesta. Vuoden 2019 mukaan päivitetyt kantaverkkopalvelumaksuhinnasto on esitetty taulukossa 6. Yksikkö hinnastot päivitetään vuosittain lokakuussa. [35]

Taulukko 6: Kantaverkkopalvelumaksut. Hinnaston alv. 0%. [35]

Yksikköhinnat €/MWh	2019	2018	2017	2016	2015
Kulutusmaksu, talviarkipäivä	8,80	9,00	9,00	7,90	4,10
Kulutusmaksu, muu aika	2,50	2,70	2,70	2,60	0,90
Kantaverkosta ottomaksu	0,90	1,09	1,09	1,03	0,90
Kantaverkkoon antomaksu	0,60	0,72	0,72	0,68	0,90
Voimalaitosten tehomaksu	1 900 €/MW a	1950 €/MW a	1950 €/MW a	1700 €/MW a	-
Lyhyen käyttöajan energiamaksu	3,20	3,20	3,20	3,00	-
Loistehomaksu	1000 €/MVA _r kk	666 €/MVA _r kk	333 €/MVA _r kk	-	-
Loisenergiamaksu, otto	5,00 €/MVA _r	5,00 €/MVA _r	5,00 €/MVA _r	-	-
Loisenergiamaksu anto	5,00 €/MVA _r	5,00 €/MVA _r	5,00 €/MVA _r	-	-

Taulukosta 6 nähdään, että kantaverkon hinnastot ovat kasvaneet ja niiden rakenne on muuttunut viime vuosina. EU:n komission asetuksen 543/2013 jälkeen on vuonna 2016 tuotu voimalaitosten tehomaksu niille voimalaitoksille, jotka ylittävät 1 MW:n nettosähkötehon. Loisteho ja loisenergiamaksu tuotiin vuonna 2017 ja se laskutetaan liittymispisteen kuukauden suurimman tehon ja liittymispisteen kautta siirtyneen loisenergian määrän loissähköikkunan ylittävältä osalta. Energiamaksun laskutuksessa kantaverkko ei huomioi kuukauden 50 suurinta loissähköikkunan ylitystä. [35]

4.2.4 Sähköverkkovikojen kustannukset

Sähköverkkovikojen kustannukset johtuvat sähkönjakeluun tapahtuvista odottamattomista keskeytyksistä pien- tai keskijänniteverkossa. Suuri osa sähköverkkovioista on pienjänniteverkkovikoja, joissa pienjännitekaapeli vaurioituu tuulesta, puusta, lämmöstä tai kaapelin iästä johtuen ja voi aiheuttaa vaihe tai nollavian asiakkaan verkkoon. Pienjänniteverkkoviat eivät vaikuta usein moneen asiakkaaseen ja niiden korjausprosessi on usein melko nopea.

Keskijänniteverkkoviat aiheuttavat katkoksia huomattavasti suuremmalle määrälle asiakkaita ja siten niiden korjaaminen on tärkeitä. Keskijänniteverkon pitkien matkojen vuoksi vian sijaintikaan ei ole aina hyvin tiedossa ja siksi vian löytämiseenkin menee paljon aikaa. Verkon hallinnassa pyritään keskijänniteverkkoviat aina rajaamaan mahdollisimman pienelle alueelle kaukoerotimilla ja käsin käytettävillä

piiskaerottimilla, jotta vian paikantaminen olisi helpompaa ja sähkönjakelu palautuisi mahdollisimman monelle asiakkaalle.

Sähköverkkovikojen korjaamiseen ja valvontaan tarvitaan henkilökuntaa koko päiväksi, sillä viat tapahtuvat monesti kuormasta ja kellonajasta riippumatta. Käytännössä sähköverkkovikojen kustannukset ovat palveluhinnastoon kuuluvia kustannuksia, sillä tarvikkeiden kustannus on pieni verrattuna palkatun henkilökunnan kustannuksiin nähden. Porvoon sähköverkolla on aina vähintään yksi päivystäjä valvomassa verkon toimintaa ja naapuriverkonhaltija, Keravan Energian, kanssa 2 asentajaa valmiudessa.

4.2.5 Asiakas-, palvelu- ja hallintokustannukset

Asiakas- ja palvelukustannukset ovat ne kaikki kustannukset, jotka muodostuu verkko-yhtiölle asiakaspalvelusta, laskutuksesta, liittymispistemuutoksista ja niiden suunnittelusta ja mittausten käsittelystä. Asiakaspalveluun kuuluu osittain myös vikojen hallinnasta johtuvat kustannukset, sillä osa asiakaspalvelua on asiakkaan vikojen hallintaa. Kuitenkin suurin osa asiakkaiden itse ilmoittamista verkkovioista johtuu joko mittarin jälkeisesti omasta asunnon verkosta tai maksamattomien laskujen vuoksi katkaistusta syötöstä. Asiakaspalvelumaksut ovat sidonnaisia asiakasmäärään ja luonteeltaan kiinteitä, koska asiakaspalvelu koostuu pääosin palkatun henkilökunnan käyttämisestä.

Hallintokustannukset perustuvat myös palkattuun henkilökuntaan, ulkopuoliseen palkattuun työvoimaan tai verkkoyhtiötä hallinnoivaan osuuteen. Hallinnolliset kustannukset ovat siten kiinteitä.

5 Siirtotuotteiden tariffirakenteet

Siirtohinnoittelun tariffirakenteen tulee olla jakeluverkkoyhtiölle luotettava tulonlähde, jotta verkkoyhtiö pystyy varmistamaan toimintansa ja henkilöstönsä. Tämän lisäksi hinnoittelun tulee olla ennustettavissa siten, että tulevan vuoden taselaskelmaan Energiaviraston valvontamallin rajoitteet eivät ylity tai alitu. Tilikauden ylitai alijäämä ei siis saa olla liian suuri kannusteiden jälkeen. Tariffien tulee olla myös rakennettu siten, että asiakas ymmärtää aiheuttamisperiaatteen mukaisesti, mistä hänen siirtotariffinsa koostuu ja miten hän pystyy vaikuttamaan sen suuruuteen.

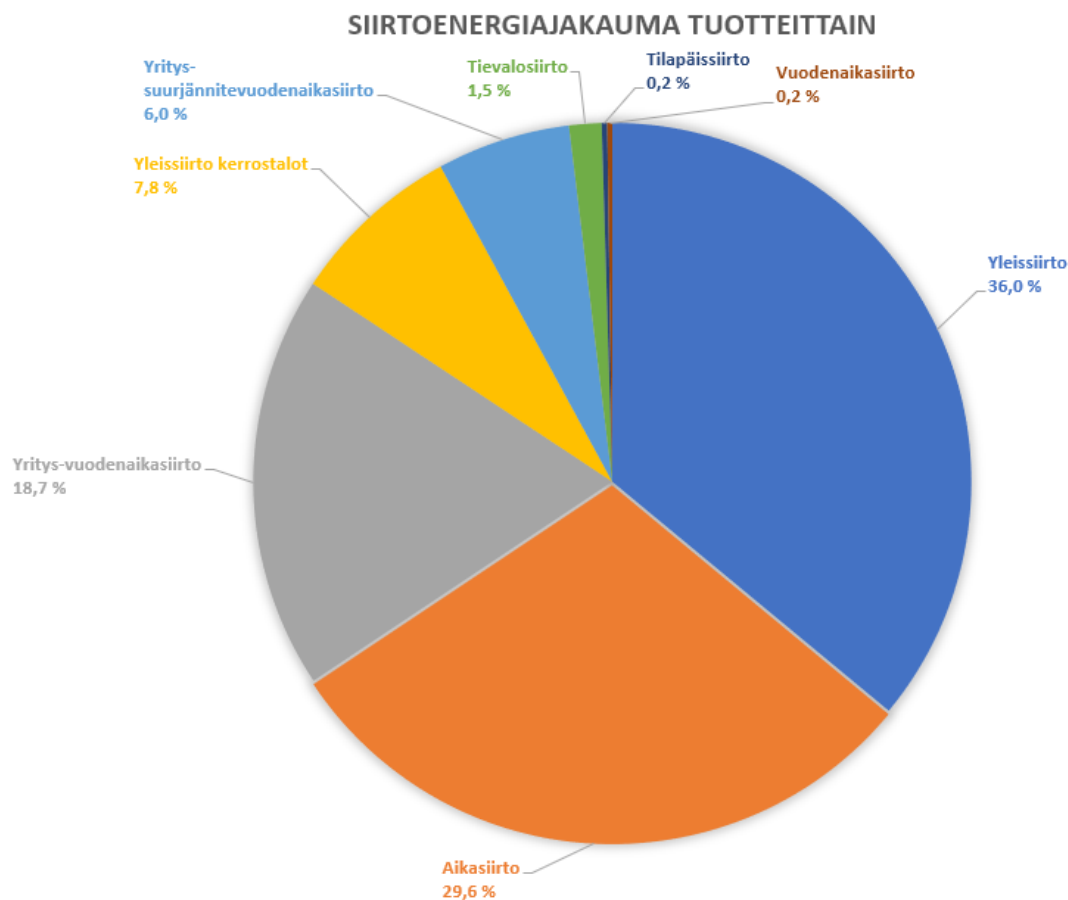
Pääsääntöisesti pienien ja erityisesti yksityisasiakkaiden siirtotariffit koostuvat kahdesta osuudesta, kiinteästä kuukausittaisesta sulakekoon mukaan hinnoitellusta perusmaksusta ja siirretyn energian mukaan hinnoitellusta siirtomaksusta. Käytännössä siis pienellä yksityisasiakkaalla ainoa mahdollisuus vaikuttaa siirtolaskun suuruuteen on valita tariffimalli, jossa siirretyn energian perusteella laskuttaminen on jaoteltu eri päivän tai vuodenaikoihin, kuten aikatariffissa tai vuodenaikatariffissa. Suuremmilla yritysasiakkailla siirtotariffi koostuu siirretyn energian ja perusmaksun ohella myös pätöteho ja loistehomaksuihin. Loistehomaksussa yritysasiakas voi pyrkiä pienempiin laskuihin rakentamalla itse kompensointia oman laitteiston rinnalle ja tehomaksussa pyrkiä pitämään kulutushuiput mahdollisimman matalina.

Siirtomaksun hinnoittelu määräytyy asiakkaan valitseman siirtotuotteen mukaan. Yleisimmät siirtotuotteet yleissiirto, aikasiirto ja vuodenaikasiirto. Nämä kaikki hinnastot perustuvat suoraan kulutetun energian mukaan laskettavaan hinnoitteluun. Tämän työn tarkoituksena on tuoda esille energian kulutuksen mukaan laskutettavalle siirtohinnan ohelle asiakkaan huipputehopohjainen laskutus. Kuitenkaan ilman kokonaista siirtotuoteuudistusta ei tehotariffia voida tuoda kuluttajille suoraan, sillä tällöin verkonhaltijan valvontajaksolla olisi huomattava pääomaylijäämä kasvaneen oikaistun liikevoiton vuoksi. [26]

5.1 Porvoon Sähköverkon nykyiset siirtotariffirakenteet

Porvoon Sähköverkolla on tällä hetkellä käytössä siirtotuotteiden hinnastossa yleis-tariffi, aikatariffi ja vuodenaikatariffi yksityisille kuluttajille. Yrityssiirtoasiakkailla on myös jännitetasen mukaan määräytyvä pienjännite- ja suurjännitetariffit muiden siirtotuotemallien ohella.

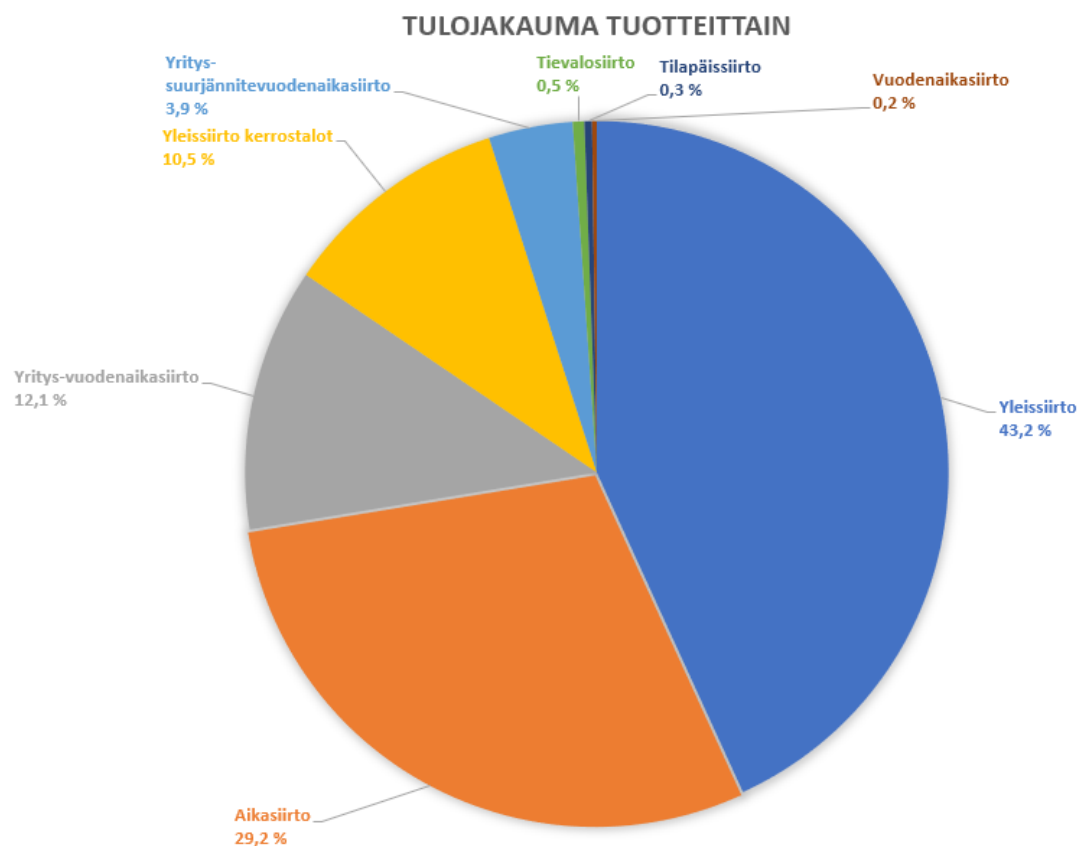
Suurin osa siirtoverkon tuotosta tulee siirretystä energiasta ja perusmaksuista. Siirretty energia on tuoton kannalta perusmaksua epävarmempi yksilötasolla, mutta koko verkon tasolla sen ennustettavuus on tarkempaa. Siirretyllä energialla trendi on ollut viime vuosien aikana kasvavaa ja sen voidaan olettaa kasvavan myös jatkossakin.



Kuva 16: Porvoon Sähköverkon vuoden 2018 siirretty energia tuotteittain. [36]

Vuoden 2018 mukaan eri siirtotuotteille jaettu siirretty energia on kuvan 16 mukainen. Huomattavasti suurin osuus siirtoenergiasta kulutetaan yleissiirtotariffeissa. Siirtoenergian jaottelulla nähdään, miten energian siirto on jakautunut Porvoon alueella, mutta hinnoittelut mukaan laskettuna siirtoenergian jaottelu ei välttämättä anna oikeata kuvaa siitä, miten siirtotuotteiden hinnat ovat kulutusvastaavia.

Siirtoenergian sijaan voidaan myös tarkastella siirtotuotteiden mukaan jaoteltua tuottoa.



Kuva 17: Porvoon Sähköverkon vuoden 2018 tuotteittain jaoteltu tuotteittain. [36]

Kuvassa 17 on esiteltynä Porvoon Sähköverkolla siirto, tehotariffien ja perusmaksujen tuotto vuonna 2018. Kaikilla tuotteilla ei ole täysin sama siirtohinta ja yritystuotteissa on laskettuna mukaan myös tehokomponentin ja loistehokomponentin tuottama tulos. Kuvista 16 ja 17 nähdään, että perusmaksut tai siirtohinnoittelut eivät ole vaikuttaneet tulokseen valitulla tarkkuudella.

Kuvasta 17 kuitenkin nähdään, että Porvoon Sähköverkolla siirtotuotteet on hinnoiteltu tasapuolisesti. Tarkasteltuna koko Porvoon alueen tasolla, siirtotuotteiden tuloksissa ei ole suurta vaihtelua. Eri siirtotuotteiden hinnoittelusta huolimatta toteutunut tuotto on lähestulkoon sama kuin siirretyn energian määrä siirtotuotteiden mukaan jaoteltuna. Pieni ero eri siirtotuotteiden tuloksessa johtuu perusmaksun osuudesta tai sen puuttumisesta. Tievalosiirrolla ei esimerkiksi ole perusmaksua ja yritysten suurjännitevuodenaikasiirrossa perusmaksu on liittymän koosta huolimatta kiinteä ja siirtoon nähden pieni.

Tievalosiirto on Porvoon Sähköverkolla käytössä oleva tariffirakenne, jossa on vain kulutuksen osuudelta siirtohinta. Tämä on sen vuoksi, että Porvoon ja Pornaisten kunnat ostavat Porvoon Sähköverkolta tie- ja katuvalaistuksen rakennettuna ja huollettuna. Kunta ei siis itse vastaa omasta katuvalaistuksestaan ja sen sijaan huollot tekee PSV ja kunta tilaa rakennukset ja suunnittelun PSV:ltä.

Tilapäissiirto on työmaiden ja muiden lyhytaikaisissa käytetty sopimus siirtotariffista. Tilapäissiirrolla on hieman poikkeava perusmaksuhinnoittelu, mutta muuten käyttää yleistariffia siirretyn energian laskutuksessa.

5.1.1 Siirtomaksun perusmaksu

Siirtomaksussa on kaikilla tariffimalleilla Porvoon Sähköverkolla myös käytössä perusmaksu. Perusmaksun tarkoituksena on antaa asiakkaalle varaus valitun sulakekoon mukaan. Valittu sulakekoko perusmaksussa määrittää sen kuinka vahva liittymiskäpeli hänelle asennetaan sekä liittymiskaapelia ympäröivän runkoverkkoon ja muut verkkorakenteiden kestävyys. Perusmaksulla voidaan helposti taata verkkoyhtiölle osa tulosta, sillä perusmaksu peritään huomioimatta sitä, käyttääkö asiakas sähköä vai ei. Siten perusmaksulla voidaan varmistaa, että asiakkaalle rakennettu verkon kustannukset saadaan ajan myötä maksuina takaisin.

Perusmaksut ovat Porvoon Sähköverkolla porrastettu hinnoittelussa siten, että kerrostaloasukkailla on oma kiinteä perusmaksuhinnoittelu ja muilla liittymillä 3*25 A:n pääsulakeista alkaen suuremmaksi perusmaksun hinta kasvaa aina sulakekoon suurentuessa. Porvoon Sähköverkon yleistariffin perusmaksujen hinnoittelu on esitelty taulukossa 7. Perusmaksuille ei ole vielä tehty vuodelle 2019 muutosta, joten hinnasto on vielä sama vuonna 2019 kuin 2018.

Taulukko 7: Porvoon Sähköverkon yleistariffin perusmaksujen hintakehitys. [26]

Sulakekoko	2018	2017	2016
3x25 A	15 €	13 €	11 €
3x35 A	27 €	24 €	21 €
3x50 A	41 €	37 €	32 €
3x63 A	54 €	49 €	42 €
3x80 A	71 €	64 €	55 €
3x100 A	92 €	86 €	71 €

Taulukosta 7 nähdään, että hinnoittelua on joka vuosi korotettu hieman. Siirretyn energian osuudelta hinta on tosin pysynyt samana vuoden 2016 jälkeen, joten ainoa muutos lähivuosien siirtotariffeissa on ollut perusmaksujen osuudella. Tämä johtuu siitä, että perusmaksujen ennustettavuus on huomattavasti tarkempi ja niitä muokkaamalla voidaan tehdä siirtohinnoittelusta kustannusvastaavampia rakennuskustannusten ja verkonhallintakulujen kasvaessa.

5.1.2 Yleistariffi

Yleissiirrolla tarkoitetaan sellaista hinnoittelumallia, jossa kellonajasta riippumatta siirrolla on sama hinta kulutettua energiaa kohden. Asiakkaalla ei siis ole niinkään kannustinta ajoittaa omaa kuormaansa, sillä hän maksaa saman hinnan siitä riippumatta, mikä on kulutuksen vastaavuus tuotantoon. Monessa tapauksessa yleissiirto on paras vaihtoehto esimerkiksi kerrostaloasunnoissa, jos kyseisen käyttöpaikan asumismuodolla ei ole mahdollisuutta painottaa kuormaa riittävästi esimerkiksi yölle.

Yleistariffi ei anna asiakkaalle suurta mahdollisuutta vaikuttamaan sähkölaskun siirtohintaan. Vain siirretyllä energialla asiakas voi pienentää laskun suuruutta.

5.1.3 Aikatariffi

Aikasiirrolla tarkoitetaan kellonaikaan vaihtuvaa kahden aikajakson erillistä hinnoittelua. Aikajaksot ovat yleisellä tasolla määritelty päivän aikaan 7-22 ja yöaikaan 22-7. Nämä aikajaksot ovat tosin Porvoon Sähköverkolla hieman poikkeavat ja päivän aika on 6-22 ja yöaika 22-6.

Aikasiirron idea on, että asiakas voi pyrkiä painottamaan kuormaa yöajalle, jolloin muuta kuormaa ei verkossa ole yhtä paljon, kuin päivällä. Tällöin siirtoverkolla voidaan siirtää enemmän kapasiteettia, koska tuotannon ja kulutuksen huippukuormitus laskee. Aikasiirrolla asiakas voi myös itse vaikuttaa omaan sähkönsiirron laskuun, koska aikatariffissa yön tunnit ovat hinnoiteltu halvemmiksi kuin päivän. Painottamalla kulutustaan yölle, sen lisäksi, että siirtoverkon huipputeho laskee, myös asiakas säästää laskuissaan.

5.1.4 Vuodenaikatariffi

Vuodenaikatariffin idea on saman kaltainen, kuin aikatariffilla, mutta sen lähtökohtana on erotella talviarkipäivät ja muut päivät eri hintaryhmiin. Talviarkipäivillä kulutus on korkeampi kuin muihin vuodenaikoihin ja siten voi olla kannattavaa pyrkiä painottamaan kulutusta enemmän talven ulkopuolelle. Talviarkipäivän jaottelu on jokseenkin jakeluverkosta riippuva, mutta Porvoon Sähköverkolla se käsitellään marraskuusta maaliskuuhun maanantaista perjantaihin kellonaikoina 7-22 ja tämän ajan ulkopuolinen aika erikseen.

Vuodenaikatariffi painottaa talven arki ajalle suuremmat siirtohinnot ja sen ulkopuoliselle ajalle matalammat. Asiakkaat, jotka ovat valinneet tämän siirtotuotteen siis pyrkivät säästämään kulutuksessa talven korkeimmilla kuormatunneilla. Koska vuodenaikatariffi laskee pyhäpäivät korkeamman siirtohinnoittelun ulkopuolelle, on vuodenaikatariffissa suuri hyöty verkon kuormitukselle, sillä yrityksissä ei pyhäpäivinä ole juurikaan kulutusta ja yksityisellä kuluttajalla kulutus on jokseenkin matalampi. [29, 37, 38]

Vuodenaikatariffia ei ole enää Porvoon Sähköverkolla valittavana uusille liittymille. Nykyiset voimassa olevat vuodenaikatariffit ovat enää voimassa, joita on noin 20 kappaletta. Yritysliittymille vuodenaikatariffi on kuitenkin vielä voimassa.

5.1.5 Pienjänniteyritystariffi

Pienjänniteyritystariffit käyttävät samoja tariffirakenteita kuin muut edellä mainitut yksityisille kohdistetut tariffirakenteet. Perusmaksut ja siirtohinnot ovat myös yrityksille samat. Ainoa poikkeus on yritysten omassa vuodenaikasiirtotariffissa, jossa normaalien maksujen ohelle on lisätty tariffi kuukauden huipputehosta ja loistehon annosta tai otosta.

Yritysten vuodenaikasiirto on tarkoitettu suurille teollisuus ja prosessiasiakkaille, joilla on suuri määrä loistehoa tai kuormaa sisältäviä laitteistoja. Tämän vuoksi tällä

tariffirakenteella on tehon ja loistehon laskutus. Näissä liittymissä myös perusmaksun osuus on huomattavasti halvempi ja ei ole riippuvainen asiakkaan pääsulakkeen koosta.

Yritysten pienjännitevuodenaikasiirtosopimuksia on Porvoon Sähköverkolla voimassa 275 kappaletta ja niiden siirto vastasi 18,7 % vuoden 2018 kokonaissiirtoenergiasta.

5.1.6 Suurjänniteyrittäjätariffi

Suurjännitetariffi on yrityksille suunnattu tariffirakenne, jossa yritykselle annetaan vain liittymä keskijänniteverkkoon. Asiakas on siis itse vastuussa jakelumuuntajastaan ja kaikesta siitä verkosta, jota keskijänniteliittymispisteen jälkeen on käytössä. Suurjännitetariffissa on valittavana vain vuodenaikasiirtorakenteen mukainen tariffi, jossa on kuukauden huippupätötehon ja loistehon laskutus mukana. Perusmaksun osuus on myös näille liittymille vastaavaan pienjänniteliittymään verrattuna erittäin pieni ja ei ole mitenkään pääsulakkeen koon mukaan hinnoiteltu.

Suurjännitevuodenaikasiirtosopimuksia Porvoon Sähköverkolla on voimassa 31 kappaletta ja niiden siirto oli 6 % vuoden 2018 aikana siirretystä energiasta.

5.2 Tehotariffi Porvoon Sähköverkolla

Porvoon sähköverkolla ei ole yksityisillä asiakkailla vielä käytössä tehotariffia, koska yksityisien asiakkaiden huipputehon mittaaminen ei ole ollut mahdollista tai on ollut hyvin haastavaa ennen AMR-laitteiden laajaa käyttöönottoa Suomessa. Tehotariffi on siten ollut käytössä vain yritysten pienjännite ja suurjännite vuodenaikasiirtotuotteissa, kuten mainittu kappaleissa 5.1.5 ja 5.1.6. Yrityksien liittymiä on huomattavasti vähemmän, joten huipputehon mittaaminen on ollut mahdollista pienellä skaalalla ennen AMR-laitteiden käyttöönottoa. Tehotariffin käyttöönottoa on tämän diplomityön aikana valmisteltu PSV:llä käytettäväksi myös yksityisasiakkaille.

Tehotariffilla pyritään hillitsemään asiakkaiden huipputehoja ja antamaan asiakkaille mahdollisuus vaikuttaa enemmän siirtolaskuunsa. Tehotariffin rakenne vastaisi nykyisiä siirtotuotteiden hinnoittelumalleja, joihin ohelle lisätään kuukauden huipputehon mukaan laskutettava summa. Koska tehotariffin lisääminen nykyiseen siirtotuotteen hinnoitteluun nostaisi tilikauden ylijäämää, tulee tuotteen muihin hintoihin antaa myös kevennys. Esimerkiksi siirretyn energian osuus voisi laskea siten, että asiakkaan hinta pysyisi nykyisellä kulutuksellaan tehotariffin kanssa samana. Tämän jälkeen olisi asiakkaan oma mahdollisuus vaikuttaa omaan laskun suuruuteensa tarkkailemalla kuukauden huipputehoaan.

Näin tehotariffilla voidaan saada verkkoyhtiön tuotto vastaamaan paremmin kulurakennetta. Käytännössä verkkoyhtiön suurin osa kuluista aiheutuu huipputehosta, eikä siirretystä energiasta, sillä verkko tulee suunnitella aina huipputehon mukaan. Siirretyllä energialla ei ole suurta merkitystä verkon kuormitettavuuden ja yleisen suunnittelun kanssa.

5.2.1 Enerity Solutions -tehotariffiratkaisu

Vain suuren tuotannon yritysten tariffien kanssa käytettävänä pätöteho ja loistehotariffien laskutus on onnistunut ilman erillistä laskentatyökalua, koska näitä liittymiä ei ole kovin monta. Yksityisiä asiakkaita PSV:llä on kuitenkin yli 30 000. Tämän määrän laskentaan tarvitaan laskentatyökalu, jotta EDM tiedot voidaan luotettavasti käsitellä huipputehojen suhteen. Lisäksi tulee huomioida Energiavirastolle raportointi ja kohtuullisen tuoton analysointiin, jotta saadaan riittävän tarkat ennusteet vuoden tuloksesta ja ylijäämästä. Tähän laskentaan tarkoitettulle työkalulle on aloitettu käyttöönotto tämän diplomityön ohella työksi.

Laskentatyökaluksi valikoitui Enerity Solutionsin (aiemmin Tietokoura) sähköverkoille suunnattu laskentapalvelu. Enerityn laskentatyökalu on tällä hetkellä käytössä 14 muulla jakeluverkkoyhtiöllä. Enerity Solutionsin laskentatyökalulla voidaan rakentaa siirtotuotteille uudet hinnat kuluva-aikaväliksi ilman suurta laskentaprosessia tai taulukoilla laskemista. Tämän lisäksi siirtotuotteille voidaan tehdä uusia hinnoitteluja tai rakenteita, kuten tehotariffin olemassa oleviin tuotteisiin lisääminen.

Tällä laskentapalvelulla voidaan myös tehdä sähköverkkotoimintaan liittyvät Kohtuullisen tuoton kannustimien laskennat toteutuneiden keskeytysten, jälleenkytkentöjen ja investointien perusteella. Yli- tai alijäämän laskeminen Energiaviraston raportointiin siis tapahtuu samalla, kun verkkoliiketoiminnan avainluvut syötetään.

Verkonhaltijoilla urakoitsijoiden hinnastot, suunnittelun haastavuus ja maastojen vaikeus vaihtelevat hyvin paljon. Tämän vuoksi verkkonhaltijat muuttavat siirtotuotteitaan lähes vuosittain, jotta siirtotuotteiden hinnoittelu olisi kustannusvastaava. Enerityn palvelu toimii niin kutsuttuna välikätenä verkkonhaltijan toiminnan kulujen, kustannusten ja tuottojen analysointiin. Enerityn palvelu siis sisältää toiminnot verkkotoiminnan siirtotuotteiden hinnoittelulle, liiketoiminnan taseen laskennalle ja uusien hinnoitteluprojektien luomiselle. Itse mittausdatan käsittelyä ja analysointia tai asiakastietojärjestelmän hallintaa ei tässä palvelussa ole.

5.2.2 Tehotariffin laskenta ja tyypit

Tehotariffin laskennallinen arvo tulee kuluttajan käyttöpaikan mittauksen huipputehosta. Huipputehoksi voidaan ottaa mitattu korkein hetkellinen teho tai korkeimman mitatun keskituntikulutuksen laskennallinen teho. Keskituntiteholla käyttöpaikan huipputeho on hieman matalampi, koska se perustuu tehon keskiarvoon tunnin aikana. Tämä on kuitenkin verkon toiminnan ja kuluttajan kannalta tasapuolisempi ratkaisu, sillä verkon rakenteet kestävät hetkellisiä kulutuspiikkejä, mutta pidempiaikaisia, kuten yli 5 minuuttia kestävät vaativat jo vahvempia rakenteita.

Enerity Solutions laskee tehotariffin käyttämällä korkeinta keskituntitehoa eikä hetkellistä huipputehoa. Huipputehon perusteella laskuttaminen itseasiassa vaatisi mittarilla kykyä laskea hetkellinen huipputeho, joka on ominaisuus, jota ei yleisesti yksityiskuluttajan mittareissa ole. Enerity Solutionsin palvelu laskee heille toimitetusta mittarien keskituntikulutuksen datasta kuluttajien korkeimman keskituntitehon.

Keskituntitehon laskentaan voidaan käyttää joko suoraa yksittäistä kuukauden, vuoden tai laskutusajavälin korkeinta keskituntitehoa. Fingridin Gaia Consulting

Oy:llä teettämän loppuraportissa on vertailtu eri maiden tehotariffin korkeimman keskituntitehon määritysmuotoa. [39]

Taulukko 8: Muiden maiden kantaverkkojen hinnoittelukomponenttien aikajaottelu. [39]

Maa	Tariffityyppi	Aikajaottelu	Tehon aikajänne
Australia	Huipputuntimaksu	1/vuosi	-
Uusi-Seelanti	Huipputuntimaksu	12/vuosi	-
Irlanti	Sopimusteho	1/kuukausi	30 min
UK	Huipputuntimaksu, systeemihuippu	3/talvi (10 päivän väli)	30 min
Hollanti	Huipputuntimaksu	1/kuukausi	1 h
Ranska	Sopimusteho	5 kautta/vuosi	10 min
Belgia	Huipputuntimaksu	1/vuosi (kulutus) 1/kuukausi (otto)	15 min
Norja	Huipputuntimaksu	1/vuosi	1 h
Itävalta	Huipputuntimaksu	1/kuukausi	15 min
Saksa	Huipputuntimaksu	1/vuosi	15 min
Sveitsi	Huipputuntimaksu	1/kuukausi	15 min
Ruotsi	Sopimusteho	1/vuosi	-

Taulukossa 8 on esitelty Gaian benchmark-analyysin muiden maiden käyttämiä hintakomponentteja. Hintakomponentit ovat kantaverkon käyttämiä, joten niitä ei ole kannattavaa käyttää jakeluverkon näkökulmasta, koska kantaverkkojen kulut koostuvat huomattavasti eri komponenteista. Noin 50 % kantaverkon kustannuksista tulee tuotannon maksuista, kun jakeluverkolla kulut koostuvat pääosin verkon rakentamisen ja suunnittelun kustannuksista. Toisaalta taulukko 8 antaa kuvan siitä, että monissa maissa huipputuntimaksu on nähty kuluvastaavana kantaverkoille.

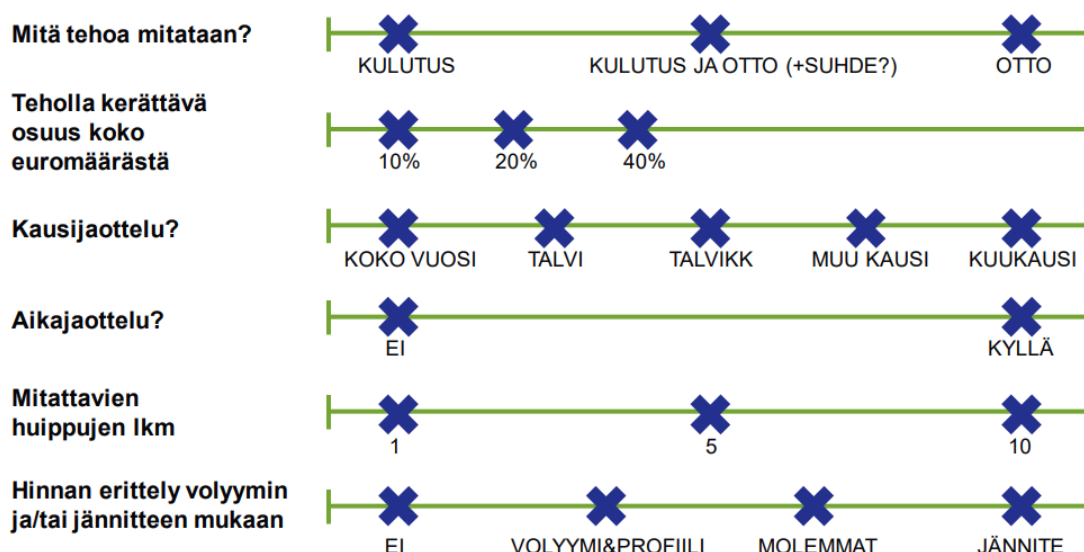
Pääsääntöisesti huipputuntimaksuilla valitaan aikajaotteluksi joko 1 vuodessa tai 1 kuukaudessa. Tämä siis tarkoittaa sitä, että huipputunti valitaan kerran vuodessa tai kuukaudessa, jonka mukaan laskutus määräytyy. Kerran vuodessa laskutettava tarkoittaa käytännössä sitä, että vuoden huippukulutuksen mukaan laskutetaan koko vuoden kaikkina laskutusjaksoina ja kuukaudessa tarkoittaisi, että joka kuukauden huipputunti huomioidaan sen kuukauden laskutuksessa.

Aikajaottelun lisäksi huipputunnin määrittämiseen voidaan myös harkita huipputuntien keskiarvoistusta. Ottamalla keskiarvoja huipputunneista, voidaan minimoida poikkeuksellisen korkeiden yksittäisten huipputuntien vaikutusta laskutusta. Verkkoyhtiön kannalta tämä ratkaisu toisaalta vääristäisi tuoton ja kustannusten verrannollisuutta, sillä kuluttajalla olisi mahdollisuus kuormittaa verkkoa hetkellisesti enemmän kuin, mitä kuluttajalle on laskennallisesti suunniteltu kustannusvastaavaksi.

Keskiarvoistus huipputunneilla voi vaikuttaa asiakkaan mielestä kohtuullisemmalta, mutta tämä mahdollisesti johtaisi jakeluverkkoyhtiön korkeampaan tehotariffihinnoitteluun. Korkeammalla hinnoittelulla jakeluverkkoyhtiö kompensoisi kustannusvastaavuuden vääristymää huipputuntien keskiarvoistuksessa. On kuitenkin

verkkoyhtiön mahdollisuus valita, miten tehotariffit määritetään.

Fingridin teettämässä selvityksessä tultiin siihen tulokseen, että maksujen suuruuteen ei vaikuttanut se, että valitaanko kuukaudessa vain yksi huippu ajanjaksoa kohden vai 10, joista otetaan keskiarvo. Selvityksessä hylättiin koko vuoden mukaan määräytyvä huipputeho sillä perusteella, että kuukauden mukaan laskutuksessa energia ja tehosäätöihin kannustetaan koko vuoden ajan. Koko vuoden huippu tapahtuu todennäköisimmin talvella, jolloin kesällä kuluttajalla ei ole kannustinta pyrkiä säästämään sähkön käytössä tai huippujen tasaamisessa. Koko vuoden huippu korostaisi kuitenkin eniten kustannusvastaavuutta ja vähentäisi tuloksen riskejä yksinkertaisella rakenteellaan. [39]



Kuva 18: Gaia Consulting Oy, tehotariffimallin rakennevalinnat. [39]

Kuvassa 18 on esitelty Fingridin teettämässä selvityksessä ehdotetut tehotariffin mallin rakennevaihtoehdot. Jakeluverkkoyhtiön kannalta tehon mittaus on helpointa ottaa käyttöön kulutuksen mukaan laskettavaksi tehoksi eikä ottotehon mukaan. Tehotariffia rakentaessa tulee myös analysoida tehotariffin hinnalla oletettu prosentuaalinen tuoton osuus tilikauden kokonaistuotosta. Kuvassa 18 on myös ehdotettuna mitattavien tehohuippujen lukumäärän harkinta. Hinnan erittelylle volyymin mukaan ei ole jakeluverkkoyhtiön kannalta suurta merkitystä, mutta jännitetason kannalta voi olla kannattavaa muokata korkeampien jännitetasojen asiakkaille poikkeava tehotariffi.

Näiden lisäksi kuvassa 18 esitellään mahdollisuus perustaa tehotariffirakenne kausijaotteluksi. Nykyisten siirtotuotteiden ohelle voitaisiin rakentaa uudet siirtotuotteet samalla mallilla, mutta tehotariffi mukana. Yleistariffille ja aikatariffille siis tuotaisiin mukaan vuodenajasta riippumatta sama tehomaksu kuukaudessa tai vuodessa laskutettavaksi. Aikatariffille voitaisiin tosin myös painottaa se mihin kellonaikaan huipputeho on tapahtunut. Tällöin laskennallinen huipputeho olisi se,

milloin korkeimman tehon hinta on suurin. Jakeluverkkoyhtiön kannalta huipputehon kellonaika ei ole kovin merkitsevä. Kuitenkin jakeluverkkoyhtiöiden yleinen toive on ollut painottaa enemmän kuormaa yölle, koska tällöin kokonaiskuorma on huomattavasti matalampi. Vuodenaikatariffeille vastaavasti voidaan ottaa käyttöön vuodenajan tai kausijaottelun mukainen hinnan mukautuminen.

6 Siirtotuotteiden tehotariffimuutoksen vaikutukset

Jakeluverkkoyhtiöt muuttavat hinnastojaan jatkuvasti verkkotoiminnan kulujen vaihtelun vuoksi. Tuotannon, rakentamisen ja kantaverkon maksut nousevat kulutuksen ja käyttöpaikkojen kasvaessa. Näin myös jakeluverkkoyhtiöiden tulee vastata muuttuviin kustannuksiin analysoimalla omien siirtotuotteiden kustannusvastaavuutta.

Jakeluverkkoyhtiöiden toiminnan monopoliaseman vuoksi siirtotuotteiden hintamuutoksia kannattaa tarkastella eri rajapinnoissa. Asiakasrajapinnassa siirtotuotteiden yksinkertaiset hinnoittelumuutokset koetaan usein negatiivisina. Käytännössä asiakas saa saman tuotteen tai palvelun korkeammalla hinnalla. Asiakkaan näkökulmasta siis tuotteiden muutokset eivät pääsäännöllisesti ole kannattavia, jos ainoa muutos on nykyisen hinnan nousu. Muita rajapintoja ovat toimivaa valvovan viranomaisen, Energiaviraston, valvontamallin tarkastelu, toimiympäristön vaikutukset, vaikutukset nykyisiin siirtotuotteisiin ja tuleviin toimintamalleihin sähkökäytössä.

Energiaviraston valvonta perustuu yksinkertaisuudessaan verkonhaltijan toiminnasta tehdyn tuoton ja sen ylläpitämiseen kulutetun pääoman vertailuihin. Energiaviraston valvontamallit, kannustimet, kohtuullinen tuottoaste ja Energiaviraston toiminta on käyty tarkemmin läpi kappaleissa 3.1.2, 3.2 ja 3.1.3.

Toimiympäristön vaikutuksilla viitataan vaikutuksiin nykyiseen toimialaan ja siirtotuotteisiin. Verkonhaltijoiden monopoliaseman vuoksi markkinat eivät ohjaa siirtotuotteiden rakenteita tai hinnoittelua, mutta jakeluverkkoyhtiöiden hintoja ja rakenteita vertaillaan toistensa välillä. Esimerkiksi Energiavirasto julkaisee jakeluverkkojen hinnoittelut vertailtuna toisiinsa, jolloin kuluttajat pääsevät näkemään oman verkkoalueensa verkonhaltijan hinnoittelun verrattuna muihin. Kuluttajien valintoihin tämä vertailu ei vaikuta suuresti, koska valinnanvara ei ole asiakkaalla laaja. Asiakkaan sähkökäyttöön se kuitenkin voi vaikuttaa.

Verkonhaltijoille ja ilmastolle on kannattavaa pyrkiä ohjaamaan kuluttajia säästämään sähkön käytössä ja huipputehojen suuruudessa. Tällä tavoin voidaan säästää materiaalikustannuksissa, rakenteissa ja energiavarojen kulutuksessa. Varsinkin huipputehojen säästämiseksi on suuri motivaatio verkkoyhtiöille ohjata asiakkaiden sähkökäyttötapoja. Hinnoittelut ja niistä saadut tuotot tulee kuitenkin olla Energiaviraston hyväksymiä ja hinnoittelun periaatteiden mukainen.

Seuraavissa kappaleissa määritellään asiakasryhmät ja tutkitaan tehotariffin vaikutusta näiden asiakkaiden siirtohintaan. Nämä asiakasryhmät valikoidaan sijainnin, asuintyyppin ja kulutuksen mukaisesti. Koska sähkömarkkinalain mukaan siirtotariffi ei saa syrjiä kuluttajaa sen maantieteellisen sijaintinsa perusteella, tehotariffi tulee kuitenkin olla siirtotuotteella sama asiakkaan sijainnista tai asumuksen koosta huolimatta. Lisäksi tarkastellaan aiempien siirto tai perusmaksujen korotuksen vaikutusta asiakkaiden kulutuskäytännöissä ja tehdään analyysi siitä, miten asiakkaiden oletetaan asennoituvan ehdotettuun tariffirakennemuutokseen. Lopuksi tarkastetaan tehotariffin vaikutukset nykyisiin sähkökäytölle rakennettuihin ohjaaviin rakenteisiin ja vaikutuksia tulevaisuuden mahdollisuuksiin, kuten kysynnänjoustoon.

6.1 Tarkasteltavien kuluttajaryhmien määrittely

Tehotariffin käyttöönoton kannalta tulee kuluttajia tarkastella ryhminä. Yksilötasolla tarkastellessa ei ole sähkömarkkinalain ja hinnoitteluperiaatteiden kannalta mahdollista kehittää tehotariffirakennetta, joka huomioisi jokaisen kuluttajan yksilönä. Ryhmätasolla toisaalta tarkastellessa voidaan laskea tehotariffin vaikutus keskiarvolla kuluttajaryhmässä tai tyyppikäyttäjissä.

Koska tämän diplomityön läheinen tarkoitus on ollut tehotariffien käyttöönotto yksityiskuluttajille, tarkastellaan vain yksityisiä kuluttajia ryhminä. Asiakkaat voidaan esimerkiksi jaotella tyyppikäyttäjien mukaan, mutta kuluttajia yksilöivän tiedon rajaamiseksi ja tarkasteltavien kuluttajien määrän vuoksi, kuluttajat jaetaan ryhmiin oletetun asumispaikan, arvioidun alueen rakennusvuoden ja asuntotyypin mukaan. Tarkasteltavat kuluttajaryhmät ovat:

1. Kerrostaloasunto
2. Omakotitaloasunto kaukolämmöllä
3. Omakotitaloasunto sähkölämmityksellä
4. Asunto maaseudulla (maatila)
5. Vapaa-ajan asunto

Tehotariffin kokonaisrakenne on verkonhaltijan päätettävissä, mutta sen tarkoitus on korvata tai paikata siirretyn energian hintaa. Tehotariffin ei siis oleteta vaikuttavan kuluttajan perusmaksuun tai pääsulakemaksuun. Tariffien muutoksen vaikutus tarkastellaan siten, että tehotariffi tulee energiansiirron rinnalle sen suuruutta pienentäen. Verkonhaltijan tilikauden tuotto tehotariffin jälkeen tulisi siis keskimääräisesti olla sama ja vaikutukset kuluttajaryhmiin tarkastellaan erikseen.

Tehotariffien vaikutus tarkastellaan kuitenkin asiakasryhmässä eri tariffin suuruuksilla. Lopullisessa käyttöönotossa vain ryhmä 1 voidaan erotella tehotariffilla eri hintaan ja ryhmien 2-5 tariffirakenne tulee olla sama, koska valituista käyttäjäryhmistä vain kerrostaloasunnot ovat eroteltu toiselle siirtotuotteelle.

Ryhmiin kuluttajat valitaan 10 käyttöpaikan kulutuksesta. Suurien käyttöpaikamäärien tarkasteleminen antaisi paremman kuvan jakeluverkon kokonaisvaikutuksesta, mutta 10 käyttöpaikkaa on riittävä tehotariffin vaikutuksen analyysin tekemiseen. Käyttöpaikat valitaan ryhmiin saman kaltaisista asuntotyypeistä, mutta esimerkiksi kalustemäärä, asunnon koko ja muut sähkönkäyttöön liittyvät tottumukset eivät ole hallittavissa.

Kerrostaloasunnoissa pyritään valitsemaan asuntoja, joissa on käytössä oma sauna, koska saunan käyttö nostaa lämmityksen aikana keskituntikulutusta melko huomattavasti. Kuten muissakin ryhmissä, saunan ja muun kaluston käyttöä ei ole mahdollista millään tavalla ohjata tai sen käyttöön vaikuttaa analyysissä. Voidaan vain valita kuluttajia, joilla on oletettavasti valmius esimerkiksi saunaan. Kuluttajien vaihtelevuus ja sähkönkäytön poikkeamat ovat kuitenkin osa normaalia jakeluverkon toimintaa.

Kaikki otannan kuluttajat on kuitenkin valikoitu sillä periaatteella, että niiden siirtotuotteen tulee olla yleissiirto. Muuten kuluttajat on valikoitu sattumanvaraisesti ilman tarkempaa seulontaa. Kuluttajien vaihtelut ja poikkeamat on tarkemmin tarkasteltu kappaleessa 6.2.2.

6.2 Kuluttajaryhmien siirtomaksu

Analyysissä tarkastellaan kuluttajaryhmät sillä ajatuksella, että kaikki ovat siirtotariffilla yleissiirto. Yleissiirto tariffilla voidaan tarkastella tehotariffin vaikutusta yksinkertaisimmillaan, mutta siirtotuotteen valinta on kuitenkin asiakkaan vapaasti valittavissa käyttönoton jälkeenkin. Aikasiirto ja vuodenaikasiirto oleellisesti vaikeuttavat siirtoenergianhinnan hinnan laskentaa, joka ei ole tärkeä tämän työn kannalta. Kellonajan riippuvuutta ja aikatariffin tai vuodenaikatariffin vaikutusta tehotariffin yhdessä toimintaan tarkastellaan tarkemmin kappaleessa 6.2.5.

Otannan kuluttajaryhmillä ja kuluttajilla siis siirtomaksu nykyisin perustuu vain perusmaksusta ja siirretyn energian maksuun. Siirretyn energian maksu on kiinteä jokaista kilowattituntia kohden laskettava maksu yleistariffissa ja se ei ole riippuva kellonajasta. Perusmaksu on ryhmän 1, eli kerrostaloasuntojen, asiakkaille sama, ryhmien 2, 3 ja 5 asunnoilla perusmaksu määräytyy pääsulakekoon 3x25 A mukaan ja ryhmän 4, eli maatilojen, perusmaksu määräytyy 3x35 A pääsulakekoon mukaan.

Ryhmien siirtohintojen koostuminen on esitelty taulukossa 9. Siirtomaksujen laskentaan on käytetty viimeisintä Porvoon Sähköverkon hinnastoa. [26]

Taulukko 9: Vuoden 2018 uudistettujen hinnastojen mukaiset siirtomaksut tarkasteltavan otannan ryhmillä. [26, 37]

Ryhmä #	Perusmaksu	Siirretyn energian maksu	Yhteenlaskettu siirtohinta
1	1 200 €	284,56 €	1 484,56 €
2	1 800 €	2 231,45 €	4 031,45 €
3	1 800 €	7 145,58 €	8 945,58 €
4	3 240 €	7 830,75 €	11 070,75 €
5	1 800 €	1 148,81 €	2 948,81 €

Nykyisillä hinnastoilla perusmaksut siis suuressa osaa kuluttajia vastaa kuluttajaryhmissä 1 ja 5 suurimman osan siirtohinnasta. Näiden asiakkaiden siirtomäärät ovat kohtuullisen matalat, jonka vuoksi myös siirretyn energian osuus maksusta on kohtuullisen matala. Ryhmillä 2-4 toisaalta nähdään, että siirretyn energian osuus maksusta on huomattavasti suurempi.

Kuluttajilta saatu tuotto ei kuitenkaan vastaa heille rakennetun verkon kustannusta. Kerrostaloasunnoille kaapelin asentaminen on verrattaen halpaa, mutta sitä tukeva verkko vaatii suuria investointeja.

Keskusta-alueen omakotitaloissa siirretyn energian tulisi kattaa heille rakennettavan verkon kustannukset. Omakotitaloalueet usein rakennetaan kerrallaan ja niihin asennetaan myös kuntatekniikan vesi- ja viemäriputkistot, joiden mukana

asennetaan myös sähkökaapelit. Rakentamisen osuus on siis usein kohtuullisen halpa, mutta jälleen tukevan verkon, kuten jakokaappien, jonovarokkeiden ja muuntamoiden kustannukset ovat suuret.

Haja-asutusalueella, eli maaseudun ja vapaa-ajan asuntojen alueella, ei usein rakenneta muuta maahan kaivettavaa verkostoa, joten rakentamisen kustannukset kohdistuvat täysin jakeluverkolle. Lisäksi maaseudulla ja vapaa-ajan asuntojen alueilla verkoston kaapelointien pituudet ovat pidemmät kuin keskusta-alueella, joten myös rakentamisen kustannukset kasvavat. Tarvitaan siis vahvempia kaapeleita, joissa on pienemmät häviöt, sekä enemmän pieniä muuntajia, jotta pienjännitekaapeloinnit eivät ole turhan pitkiä.

Koska maaseudun kuluttajat maksavat energian osuudesta muihin ryhmiin verrattuna paljon, niiltä saatu tuotto usein kattaa ajan myötä myös rakentamisen aiheuttamat kustannukset. Toisaalta vapaa-ajan asunnot kuluttavat energiaa todella vähän ja heidän siirretyn energiansa maksu on myös matala. Käytännössä vapaa-ajan asunnoille rakennettavan verkon vahvuuden tulee olla vastaava omakotitaloille rakennettavaan verkkoon. Heille rakennettavan verkon kustannukset eivät siis usein vastaa heiltä saatua tuottoa ja nykyisen tariffijärjestelmän mukaan. Jakeluverkkoyhtiöt siis päätyvät usein tappiolle näissä liittymissä.

6.2.1 Siirtomaksun kehitys tehotariffin käyttöönnotossa

Tehotariffin tuominen osaksi siirtomaksua on verkonhaltijan päätettävissä, mutta tehotariffi ei saa aiheuttaa liian suurta tuottoa verkonhaltijalle tilikauden tai seurantajakson yli- tai alijäämässä. Käytännössä tämä siis tarkoittaa sitä, että tehotariffin tuominen on helpointa tuoda osaksi siirtohintaa asettamalla se pieneksi osaksi siirtomaksua.

Tehotariffi voitaisiin pyrkiä sovittamaan nykyiseen tulosenmusteeseen siten, että jakeluverkon tulos ei muuttuisi tehotariffin käyttöönnoton jälkeen. Jakeluverkoilla on kuitenkin tarpeellista muokata hinnoittelujaan, maakaapeloinnin haastavuuden ja sen hinnoittelun kehittymisen vuoksi. Lisäksi asiakkaat eivät, edellisten hinnoittelun korotuksen kokemuksen perusteella, ota sähköverkon siirtohinnan korotuksia positiivisesti. Pääsääntöisesti korotukset nähdään neutraalina tai negatiivisena vaikutuksena asiakkaille. Vaikka tehotariffi pyrittäisiin asettamaan osaksi siirtomaksua ilman kokonaistuloksen muutoksia, asiakkaiden näkemys uudistuksesta olisi sama kuin nykyisten hintojen korotuksessa.

Tehotariffi on siis kannattavampaa tuoda osaksi siirtomaksua samalla, kun siirtomaksujen hintoja uudistetaan. Tällöin voidaan muokata tilikauden oletettua tulosta ja saadaan tehotariffi lisättyä osaksi siirtomaksua. Tämä vähentäisi asiakkaiden saamia siirtohinnan muutosilmoituksia.

Tehotariffi ei ole varmasti kaikille asiakkaille ihan selvä, millä perusteella siitä laskutetaan, sillä teho ja huipputeho eivät ole kaikille tuttu käsite. Tehotariffi voidaan siten tuoda erittäin pienenä osuutena koko siirtomaksua, jolloin asiakkaille on mahdollisuus tottua tehotariffin vaikutukseen.

Porvoon Sähköverkolla on päätetty ottaa tehotariffi käyttöön Enerityn laskentapalvelun mukaisella hinnalla pienimääräisenä tulona. Se lisätään osaksi siirtohintaa

muokkaamatta muuta hinnastoa ollenkaan. Tehotariffin ei ole aluksi tarkoitus muokata tulosta suurta määrää, mutta sen olisi tarkoitus muokata tilikauden tulosta normaalin hintakehityksen mukaisesti.

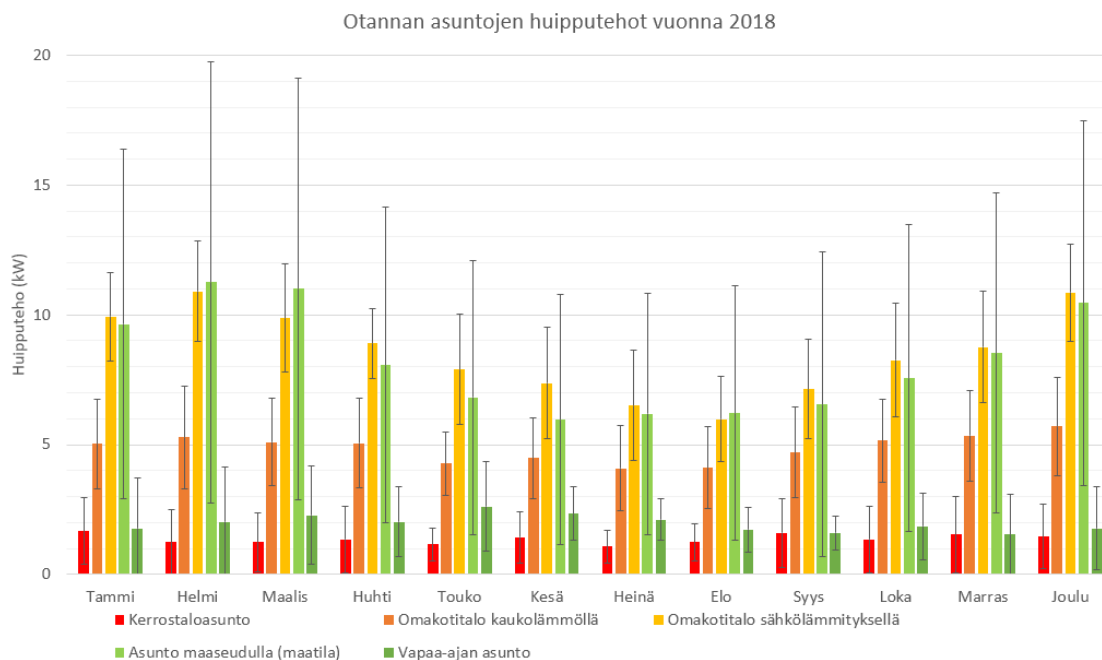
6.2.2 Siirtomaksun korotuksen vertailu

Siirtohinnan korotuksen vertailu tehdään lähtökohtaisesti lisäämällä nykyisiin tarifeihin pieni tehotariffi, siten että keskiarvolta hinnat eivät tarkasteluryhmissä kehity. Tämän jälkeen voidaan tarkastella vaikutusta ryhmän pienimmän ja suurimman kuluttajan välillä.

Otannan valikoinnissa on huomattu merkittävä vaihtelu huipputehon keskiarvon poikkeamassa minimi- ja maksimikeskiarvoihin. Lisäksi kuluttajien vuosienenergiat olivat esimerkiksi maatila-käyttöpaikoissa erittäin vaihtelevia. Tämän vuoksi sen mediaani on matalampi kuin sähkölämmitteisten omakotitaloasuntojen vuosienenergian mediaani, vaikka yhteenlaskettu vuosienenergia ja huipputeho onkin korkeampi. Ryhmien vertailuja on taulukossa 10 ja ryhmien huipputehot ja huipputehojen vaihtelu on annettu kuvassa 19.

Taulukko 10: Asiakasryhmien määrittely, kulutukset ja laskennallinen ryhmän keski-huipputeho vuodelta 2018. [37]

Ryhmä #	Yhteenlaskettu kulutus	Vuosikulutusten mediaani	Huipputehojen keskiarvo
1	8,6 MWh	842 kWh	2,1 kW
2	67,6 MWh	6 147 kWh	6,5 kW
3	216,5 MWh	22 930 kWh	11,6 kW
4	237,3 MWh	12 690 kWh	11,8 kW
5	34,8 MWh	2 100 kWh	3,7 kW



Kuva 19: Ryhmämäärittelyotannan kuluttajien keskimääräinen huipputeho kuukauden mukaan jaoteltuna. Keskiarvosta suurin ja pienin poikkeama on piirrettyä kuvaajaan.

Kuvasta 19 nähdään, että joillain asiakasryhmillä on erittäin suuri vaihtelu huipputehossa. Lisäksi nähdään, että kerrostaloasuntoja ja vapaa-ajan asuntoja lukuun ottamatta kaikkien asiakkaiden huipputeho on kesäaikana matalampi kuin talvella. Asettamalla näille tehoille oma maksu, nähdään, että esimerkiksi sähkölämmitteillä omakotitaloilla vaihtelu asiakkaiden välillä on huipputehon suuruuteen nähden melko matala.

Muilla ryhmillä tosin vaihtelu suurimman ja pienimmän huipputehon välillä on laaja. Yleispätevää tehotariffia ei siis selvästi ole mahdollista asettaa, ilman kuluttajakohtaista hinnoittelua. Tehotariffin voidaan kuitenkin olettaa kattavan maaseudun suurien kuluttajien ja vapaa-ajan asuntojen kustannusten ja tuoton välistä puutetta. Tehotariffien suuruus kuvaajan 19 ja taulukon 10 mukaan vapaa-ajan asunnoille on korkeampi tai joillain kuukausilla lähes sama kuin kerrostaloasunnoilla, joten nämä asunnot tulevat antamaan suuremman tuoton tehotariffista.

Asettamalla yleissiirrolle siirtoenergiaan 10 % alennus, eli siirtoenergiamaksu olisi 3,0 snt/kWh, ja lisäämällä tehotariffiksi noin 0,58 €/kW/kk, voidaan pitää tilikauden tulos samana. Tämä hinnoittelurakenne olisi niin sanottu sovitettu hinnasto. Vertailukohteeksi otetaan 0,187 €/kW/kk tehotariffi ja nykytason 3,3 snt/kWh siirtoenergiamaksu, joka vastaisi noin 3 % korotusta yleissiirron tuottamaan tulokseen, mikä vastaa korotettua hintarakennetta taulukossa 11. Taulukossa 11 on annettu hinnaston muutoksien vaikutukset asiakkaiden laskuihin eri tariffijärjestelmillä. Taulukosta 11 on laskettu pois perusmaksun osuus, koska perusmaksun osuuden muutoksella on vain kulutuksesta riippumattomia kiinteitä tuottoja.

Vertailun vuoksi taulukkoon 11 on myös laitettu hinnasto, jossa siirtoenergian maksu on kokonaisuudessaan jätetty pois ja korvattu täysin vuoden tuottoa vastavalla huipputeholaskutuksella. Tässä tariffirakenteessa siis siirtoenergian maksu olisi siis 0 snt/kWh ja huipputehon yksikköhinta olisi 6,23 €/kW/kk [36]

Taulukko 11: Tarkasteluryhmien yksittäisen kuluttajan keskiarvoistettu vuoden hintamuutoksen vertailu. [36]

Ryhmä #	Nykyinen tariffirakenne	Sovitettu tariffirakenne	Korotuksen tariffirakenne	Tehokorvaava tariffirakenne
1	284,56 €	353,90 €	315,26 €	1 022,72 €
2	2 231,45 €	2 367,12 €	2 340,60 €	3 636,33 €
3	7 145,58 €	7 089,92 €	7 337,07 €	6 379,71 €
4	7 830,75 €	7 688,73 €	8 014,48 €	6 121,16 €
5	1 148,81 €	1 181,87 €	1 193,14 €	1 476,95 €
Yhteensä	18 641,15 €	18 681,54 €	19 200,55 €	18 636,86 €

Taulukosta 11 nähdään, että tehotariffilla ryhmien 1 ja 5 hinnat kasvavat myös sovitetulla tariffirakenteella. Muilla ryhmillä hinta laskee sovitetulla tariffirakenteella ja korotuksen tariffirakenteella nousee suhteessa vähemmän kuin ryhmien 1 ja 5. Taulukon 11 perusteella tehotariffin osuus kokonaistuotosta tulisi olla vielä suurempi, sillä 0,58 €/kW/kk yksikkö hinnalla siirtoenergia on huomattavasti merkitsevämpi tekijä siirtohinnasta. Tehotariffilla kuitenkin on saatu verkon tuottoja jaettua hieman enemmän niihin kohteisiin, joista kustannukset syntyvät.

Taulukosta 11 on myös selvää, että tehotariffin painotus kuluttajien laskutuksessa on selvästi siirtoenergiasta poikkeava. Huipputeho painottaa laskutusta kohteisiin, joissa päivän tai kuukausien välisenä aikana tapahtuu huomattavia hetkellisiä muutoksia kulutuksessa. Tehokorvaavalla tariffirakenteella kuluttajien hinnoittelut tasoittuvat ja kuluttajien todellinen kuorma verkkoon alkaa hahmottua tuoton muuttuessa. Kuluttajat, jotka käyttävät sähköä tasaisesti koko päivän ajan, saavat nykyisellä tariffirakenteella saman laskun kuin kuluttaja, joka käyttää huomattavan suuria kuormia hetkellisesti päivässä. Sähköenergian tuotannon ja verkkotoiminnan kannalta tämä ei ole toivottava tilanne, jonka vuoksi tehotariffikin antaa paremman suunnan siirtolaskutuksen kehitykselle.

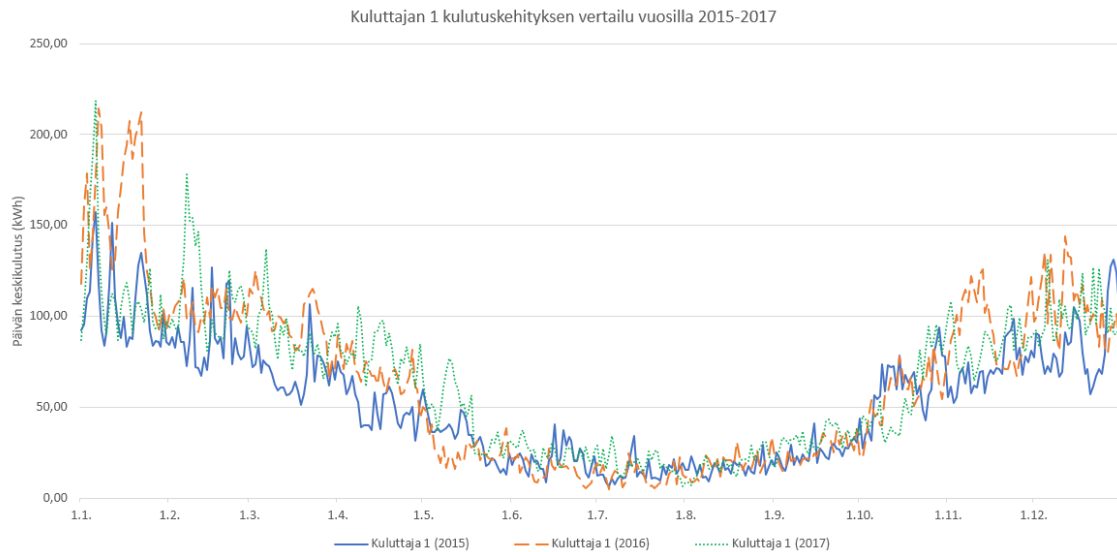
6.2.3 Tehotariffin vaikutus kuluttajien sähkönkäyttöön

Tehotariffin käyttöönotolla asiakashen vastaanotto voi olla aluksi melko vaikea ymmärtää. Asiakkaille tulee pyrkiä tiedottamaan mistä tehotariffi syntyy ja miten asiakkaat voivat itse säätää tehotariffin aiheuttamaa hintakomponenttia. Tehotariffin suoraa todellista vaikutusta ei voida kuitenkaan ennustamalla tunnistaa, koska sen vaikutukset ja kuluttajien reaktiot ovat hyvin yksilökohtaisia. Kuluttajien reaktiota voidaan kuitenkin tarkastella aikaisempien siirtohintamuutosten perusteella.

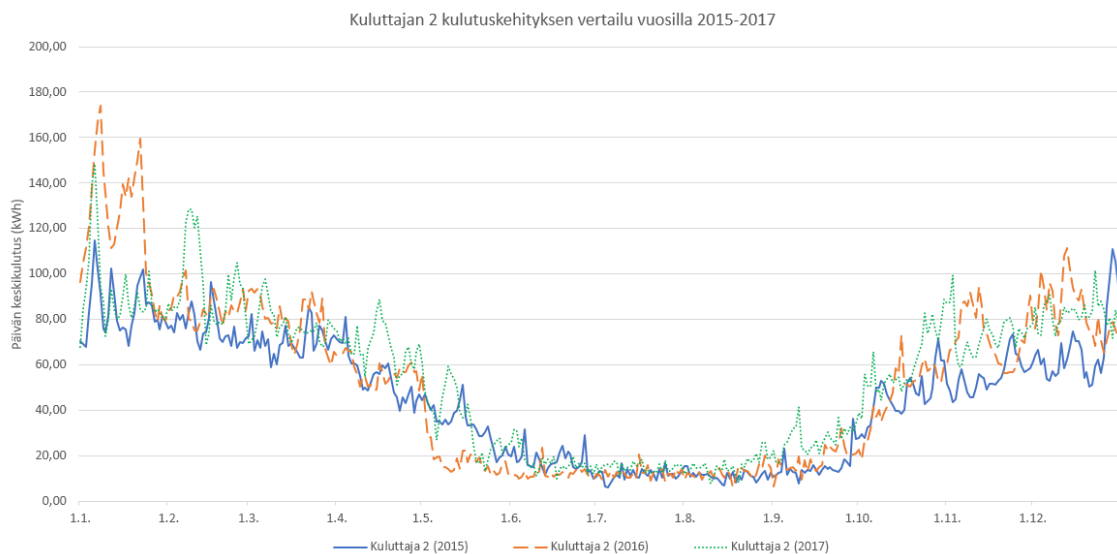
Porvoon Sähköverkolla siirtomaksun muutokset ovat viimeisen 3 vuoden aikana perustunut vain perusmaksujen muutoksiin. Siirtoenergian hinta on viimeksi muuttunut 1.3.2016, jolloin siirtoenergian tariffi muuttui 3,11 snt/kWh:sta 3,3 snt/kWh:iin.

Ennen vuotta 2017 kerätyt mittaustiedot ovat jokseenkin puutteellisia, joten käyttöpaikat tulee valikoida siten, että jokaisessa tarkasteltavassa käyttöpaikassa on ollut etäluettava mittari asennettuna jo ennen vuotta 2016.

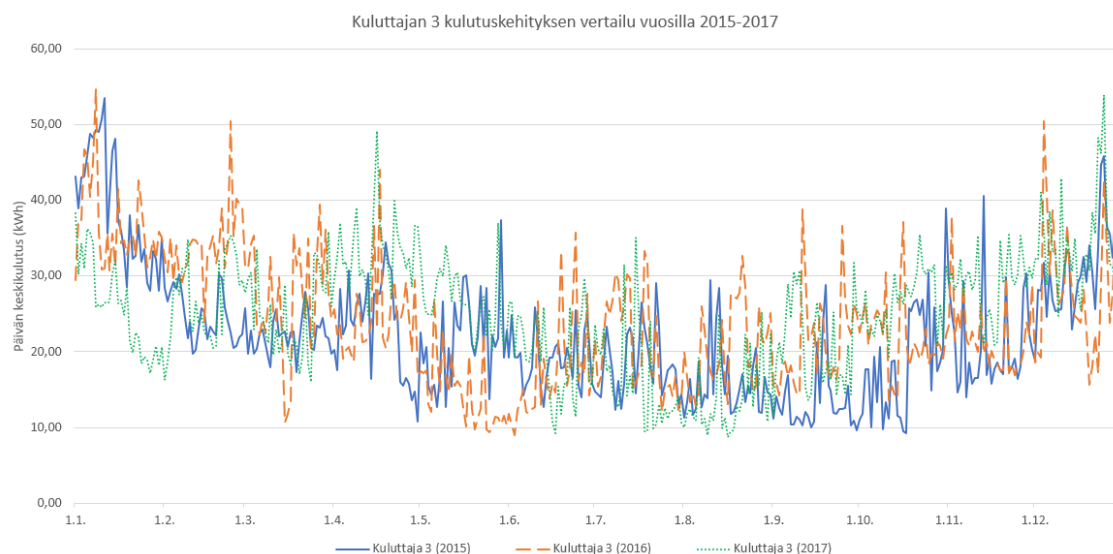
Analyysi tehdään asiakkaan kulutuksen mittauksesta ja sen muutoksesta hintamuutoksen jälkeen ja ennen sitä. Analyysin tarkkuutena käytetään yhden päivän keskiarvoa. Kulutuksen kehityksen muutoksen vertailu tehdään kolmelle yksityiselle sähkönkäyttäjälle vertailemalla vuosien 2015, 2016 ja 2017 kulutuksia toisiinsa.



Kuva 20: Kuluttajan 1 vuosien 2015-2017 sähkön käytön kehitys.



Kuva 21: Kuluttajan 2 vuosien 2015-2017 sähkön käytön kehitys.



Kuva 22: Kuluttajan 3 vuosien 2015-2017 sähkön käytön kehitys.

Kuvissa 20, 21 ja 22 on esitelty tarkasteltujen kolmen kuluttajan sähkönkäytön muutokset vertailtuna vuoden 2016 maaliskuussa tehtyyn siirtohinnan muutokseen. Kuluttajat 1 ja 2 ovat vertailussa sähkölämmitteisiä omakotitaloja ja kuluttaja 3 on kaukolämmitteinen omakotitalo. Kuvista nähdään, että siirtohinnan muutos ei ole varsinaisesti vaikuttanut asiakkaiden sähkön käyttöön. Ainoastaan kuluttajalla 3 voidaan nähdä vuoden 2016 aikana pientä muutosta edellisvuoden kulutukseen, mutta tämäkin tasoittuu loppuvuodesta.

Taulukko 12: Kulutuskehityksen kuluttajien vuosienergian kehitys.

	2015	2016 (Muutos %)	2017 (Muutos %)
Kuluttaja 1	19 417,0 kWh	23 764,3 kWh (22,4 %)	23492,1 kWh (-1,2 %)
Kuluttaja 2	16 497,8 kWh	18 971,0 kWh (15,0 %)	19 905,6 kWh (4,9 %)
Kuluttaja 3	8 150,4 kWh	8 812,7 kWh (8,1 %)	9 076,2 kWh (3,0 %)

Taulukossa 12 on vertailtuna myös näiden kolmen kuluttajan kokonaisvuosienergia. Taulukon 12 nähdään, että jokaisella kuluttajalla kulutus on kasvanut vuosien 2015 ja 2016 välillä, siirtohinnan korotuksesta huolimatta. Vuosienergioista voidaan nähdä, että vuoden 2016 aikana on muutenkin ollut poikkeuksellisen korkea kulutus, sillä kuluttajan 1 vuosienergia väheni vuoteen 2017 verrattuna ja muilla kasvu oli huomattavasti pienempi.

Kulutuksen kehityksen kuvaajista ja taulukosta voidaan siis päätellä, että ainakaan siirtohintojen muutoksella ei ole ollut konkreettista vaikutusta sähkönkäyttäjien kulutukseen. Tarkastelun kuluttajien perusteella sähkönkäyttäjät eivät merkittä-

västi muuta tai vähennä kulutuksen määräänsä edes siinä tapauksessa, kun sen hinta nousee noin 6 %. Kuluttajat eivät voi vaikuttaa siirtoverkkoonsa muuten kuin vaihtamalla asuinpaikkaa, joten ainoaksi vaihtoehdoksi jää halvemman energian myyjän etsiminen. Erityisesti asunnon lämmitys tarvitsee tietyn määrän energiaa, joka riippuu ulkolämpötilasta ja asunnon toivotusta sisälämpötilasta, eikä sähkönsiirron hinnasta. Tehotariffilla kuluttajilla on kuitenkin mahdollisuus vaikuttaa omaan sähkön hintaansa muuten kuin yksinkertaisesti energian vähentämisellä.

Porvoon Sähköverkon suunnitelmana on työ kirjoittamishetkellä suunnitelmana pitää nykyinen siirtohinnoitus ja lisätä tehotariffi pieneksi osaksi siirtohintaa. Tehotariffin tulisi vastata siirtohinnan tulevan korotuksen suuruutta. Siirtohinnan korotuksen mukaisesti, tehotariffin lisäämisellä ei oleteta olevan suurta vaikutusta ainakaan yksilötasolla kuluttajien sähkönkäyttötottumuksiin. Selkeällä opastuksella toivotaan myös asiakkaiden ymmärtävän täysin, miten he voivat vaikuttaa omaan siirtohinnan tehokomponenttiin laskutuksessa.

6.2.4 Vaikutukset verkkotoimintaan ja suunnitteluun

Tehotariffin vaikutus verkkotoimintaan ja tilikauden tulokseen on selkeä. Uuden komponentin lisääminen siirtoverkon hinnoitteluun lisää tilikauden tulosta, mutta sen suuruus riippuu kuluttajien huipputehoista ja tehokomponentin hinnoittelun suuruudesta. Tilikauden tuloksen laskentaa varten on hyödyllistä ja suositeltavaa olla laskentatyökalu, jolla voidaan arvioida tehokomponentin oletettu tuotto tilikaudella. Tähän tarkoitukseen on Porvoon Sähköverkolla otettu Enerityn laskentapalvelu käyttöön.

Verkon suunnittelun kannalta tehotariffin vaikutukset oletetaan minimaalisiksi tehotariffin käyttöönotettavan vuoksi. Tehokomponentti asetetaan koeajaksi vastaamaan noin 3 %:a kuluttajan siirtohinnoituksesta. Tämän vuoksi ainakin käyttöönoton alkuvaiheessa tehokomponentilla ei oleteta olevan suurta vaikutusta kuluttajien huipputehoissa. Kun tehotariffin osuudella siirtohinnoituksesta on suurempi vaikutus, sen voidaan olettaa vaikuttavan kuluttajien huipputehoihin.

Tehotariffin noustessa kuluttajien huipputehon oletetaan madaltuvan ja asiakkaiden sähkönkäyttö tasoittuu vuorokauden aikana. Tämän avulla voidaan etenkin runkoverkkoa ja muuntajien suunnittelua muokata pienemmälle kuormalle soveltuvaksi, koska runkoverkko ei ole siirtoenergiariippuvainen, vaan huipputehoriippuvainen.

6.2.5 Aikatariffin ja yöohjauksen käyttö

Aikatariffi ja yöohjaus ovat siirtotariffin hallintamenetelmiä, joiden periaate on ollut ohjata kuluttajat painottamaan osan kulutuksestaan yöajalle. Tällä tavalla on voitu verkko suunnitella sen mukaan, että esimerkiksi lämminvesivaraajan kuorma ei ole päivällä käytössä ja verkko voidaan siten rakentaa hieman pienemmälle kuormalle.

Aikatariffi ja yöohjaus ovat kuitenkin tehotariffi uudistuksen kanssa osittain ristiriidassa. Etenkin asunnot, joissa on lämminvesivaraaja ja varaava sähkölämmitys, kulutus painottuu hyvin paljon siihen hetkeen, kun yöohjaus aktivoituu. Kuluttajan, jolla on suuri kuorma yöohjauksessa, siirtoverkon lasku siis tehotariffilla kasvaisi huomattavasti.

Tehotariffin tarkoitus on kuitenkin ollut kuluttajan huipputehon perusteella laskeutuminen. On siis selvää, että yöohjauksen piiriin kuuluvat asiakkaat nykypäivänä kuormittavat verkonhaltijoita yöohjauksen aktivoituessa. Yöajan kulutus on kuitenkin koko verkon tasolla yleisesti vielä matalimman kulutuksen aikaa, joten vaikutus verkon kuormitukseen on pieni verrattuna päivällä tapahtuviin huipputehoihin.

Fingridin Gaia Consulting Oy:llä teettämässä selvityksessä on myös ehdotettu olla huomioimatta yöaikana tapahtuvat huipputehot niin sanotulla aikajaottelulla. Tällä tavalla kuluttajat voisivat säilyttää nykyiset järjestelmänsä ja yöohjauksen myös tehotariffin kanssa ilman siirtohinnan suurta kasvua. Fingridin teettämässä selvityksessä kuitenkin huomiodaan, että kantaverkon asiakkailla ja heiltä kerättävissä maksuissa ei ollut merkittävää vaikutusta aikajaottelun kanssa. [39]

6.2.6 Paikallinen pientuotanto

Paikallisella pientuotannolla tarkoitetaan sitä sähköenergian tuotantoa, mitä sähkönkäyttäjät tuottavat itse omalla asunnollaan. Tämä tuotanto perustuu pääosin aurinkoenergiaan, joka käytetään omana kulutuksena, varastoidaan akustoihin myöhemmää käyttöä varten tai siirretään takaisin jakeluverkkoon. Yleisesti takaisin jakeluverkkoon syötetystä pientuotannosta saa ottoenergiaa verrattuna pienemmän korvauksen, joten usein pientuotantoa sisältävät asunnot pyrkivät kuluttamaan kaiken tuotantonsa omana kulutuksena. [40, 41, 42]

Aurinkoenergian tuotannon käyttäminen osana kotitalouden sähkönkäyttöä vähentää kulutusta riippuen aurinkopaneelien kapasiteetin mukaan, mutta säästö vuosien energiassa voi olla jopa 17 %. Aurinkoenergia suurimmassa osassa verkkoon kytetyistä asunnoista toimii kuitenkin ilman mitään energian varaamiskykyä akustoihin, jolloin energia tulee käyttää itse samalla tai syöttää takaisin verkkoon pienemmällä korvauksella. Lisäksi aurinkoenergian ei ole nähty vaikuttavan huipputehojen suuruuteen, joten tehotariffi on ristiriidassa myös pientuotannon kanssa. [41]

Tehoperusteisen siirtohinnoittelu on havaittu kasvattavan siirtohintaa niissä pientuotantoisissa aurinkoenergiakohteissa, joissa on aiemmin ollut vain energiapohjainen siirtohinnoittelu. Toisaalta pientuotantokohteissa, joissa on rakennettu aurinkoenergiajärjestelmä varaavilla akustoilla ja älykkäällä oman verkon syötöllä, on havaittu tehopohjaisella siirtohinnoittelullakin säästöjä verrattuna energiapohjaiseen siirtohinnoitteluun. [41]

	Referenssi	Aurinkopaneeli	Aurinkopaneeli ja varastointi
Verkosta ostettu sähkö [kWh/vuosi]	18 000	15 025	13 197
Energiaperusteinen siirtomaksu [€/vuosi]	655	546	480
Tehoperusteinen siirtomaksu [€/vuosi]	655	609	434
Muutos siirtomaksussa [€/vuosi]		+63	-46

Kuva 23: Täysmittaisen tehotariffin vaikutus aurinkopaneelipientuotantoon. [41]

Kuvassa 23 on esitelty Sähköala.fi-sivuston tekemät havainnot aurinkopaneelilla varustettuun omakotitaloon. Sekä tehopohjaisen, että energiapohjaisen siirtohinnoittelun kanssa aurinkopaneelit ja energian varastointi on havaittu alentavan vuosienenergiaa. Tehotariffi siis painottaa etenkin aurinkoenergiaa tuottavia kuluttajia varastoimaan oma tuotantonsa. [41]

6.2.7 Kysyntäjousto

Kysynnän joustolla tässä kappaleessa tarkoitetaan sitä toimintaa, jossa yksityisten kuluttajien asuntojen helposti hallittavia suuria kuormia voitaisiin käyttää sähköverkon taajuuden nopeaan hallintaan. Asuntojen suuria hallittavia kuormia ovat esimerkiksi sähkölämmitys ja lämminvesivaraaja. Näiden hallintaa, erityisesti lämmityksen kysynnänjoustosäätöä, tulee pääsääntöisesti käyttää kerrallaan vain 5-15 minuuttia, joten sen vaikutus asunnon käytön mukavuuteen ja asuttavuuteen on hyvin minimaalinen. [43]

Tämä tekniikka on osittain testivaiheessa muun muassa Helenillä ja Fortumilla. Kysynnän jouston tarkoitus käytännössä on hallita jotain sähkönkulutustuotetta asiakkailta, joka suurelle asiakasmäärälle skaalattuna antaa suuren määrän hallittavaa kuormaa. Kysynnänjouston näkökulmasta kulutuksen säästöllä saavutetaan käytännössä tuotantoa, sillä se tasapainottaa puuttuvaa tuotantoa laskemalla kuluista järjestelmällisesti. Myös kantaverkon, Fingridin, kannalta järjestelmällisellä säästöllä säästetty energia on verkon hallinnassa tuotantoa vastaavaa, kunhan teho on riittävän suuri. [43]

Verkon hallinta tarkoittaa yksinkertaisuudessa verkon taajuuden hallintaa. Verkon taajuuden vaihtelu normaalissa toiminnassa tapahtuu 50 Hz:n taajuudesta noin 0,1 Hz korkeammaksi ja matalammaksi, eli 49,9 - 50,1 Hz. Verkon taajuuden kasvaessa verkossa on tuotantoa enemmän kuin kulutusta ja taajuuden laskiessa energian tuotantoa on vähemmän kuin kulutusta. Kysynnänjousto yksityisessä käytössä olisi ainoastaan taajuuden ylös säätöä, sillä yksityisten asuntojen sähkölämmitystä ei voida pakottaa päälle. Toisaalta lämminvesivaraajissa on vielä potentiaalia taajuuden alas säädössä. [43, 44]

Kysynnänjousto kuitenkin aiheuttaa kuluttajille vaihtelua kuormassa. Esimerkiksi talvipäivänä sähkölämmityksen kytkeminen pois päältä 15 minuutin ajaksi voi laskea asunnon lämpötilaa noin 1-2 astetta riippuen asunnosta. Kysynnänjoustotapahtuman jälkeen lämmityksen kytkeminen takaisin aiheuttaa kulutukseen piikin, kun lämmityselementit pyrkivät nostaa lämpötilan takaisin halutulle tasolle. Lämmityksen takaisinkytkennälle voidaan myös optimoida lämmitysprofiili siten, että lämmitys palautuu normaalille tasolla hieman pidemmällä aikavälillä. [43]

Huipputehon perusteella hinnoiteltu siirtoverkon tariffijärjestelmä toisaalta on ristiriidassa tämän kanssa. Ei ole sähkön käyttäjälle kannattavaa antaa ulkoiselle taholla kykyä säätää omaa kuormaa, jos se voi huomattavasti nostaa omaa siirtolaskun suuruutta. Kysyntäjoustopuutteen hyöty yksityiselle kuluttajalle tulisi olla säästö energia tai siirtolaskussa tai erilliskorvaus siihen osallistumisesta. Mikäli siihen osallistuminen voi korottaa toista osaa sähkön hinnassa, asiakkaiden halukkuus liittyä kysyntäjoustopuuteen on matala - kysyntäjoustopuutteen hyöty tulisi olla yksiselitteinen asiakkaalle. [43]

7 Yhteenveto

Suomessa sähkön kulutus vaihtelee suuresti kauden, kellonajan ja ulkolämpötilanlämpötilan perusteella. Talvikaudella auringon valon määrä on vähäistä ja lämpötilat ovat ulkona matalat, jotka johtavat suurempiin valaistuksen ja lämmityksen kulutuksiin. Kesällä toisaalta lämmityksen sijaan jäähdytyksen tärkeys kotitalouksissa kasvaa. Suomessa sähkönkäytössä on siirtoenergianhinnoittelun vuoksi totuttu käyttämään sähköä vain silloin, kun sitä tarvitaan tai on itse paikalla. Tämä on myös johtanut siihen, että kuluttajat kytkevät kotiin tullessaan suuren määrän sähkökuormaa, joka aiheuttaa samalla huipputehoja ja suuren kuorman siirtoverkoissa. Sähkönkäytössä on kuitenkin ilmaston kannalta hyvä pyrkiä matalampaan kulutukseen, mutta tämä toiminta on korostanut siirtoverkoilla tariffirakenteen muodostumisen tarkastamisen tärkeyttä.

Verkon siirtohinnoittelu on pitkään perustunut siirtoenergiaan ja kiinteään perusmaksuun. Siirtoenergian ja perusmaksun korrelaatio verkonhaltijan todellisiin kustannuksiin on kuitenkin matala. Siirtoenergia ei varsinaisesti muodosta kustannuksia jakeluverkolle ja perusmaksulla on pyritty takaamaan tulotaso myös matalien kulutuskausien aikana kiinteiden kuukausimaksujen avulla. Perusmaksujen suuruus ei käytännössä ohjaa sähkönkäyttäjää säästämään energian kulutuksessa, sillä käytön suuruudesta huolimatta se tulee maksaa. Asiakkaat maksavat perusmaksulla vain oman pääsulakekoon mukaan määräytyvän kaistanleveyden, eikä se anna hyvää pohjaa huipputehojen hallinnalle. Lisäksi siirtoenergiapohjainen tariffirakenne ohjaa kuluttajia säästämään energiassa, mutta ei huipputehossa.

Vaihtoehtoisia siirtohinnoittelutapoja on kuitenkin pyritty muodostamaan, osin muiden siirtohinnoittelujen muodostaminen on ollut haastavaa ennen etäluettavien mittarien käyttöönottoa. Nämä ovat kuitenkin rajoittuneet vain eri kausien tai kellonajan mukaan mukautuviin hintoihin energiahinnoissa. Sama ongelma siis on säilynyt siirtoenergian kehnossa kustannusvastaavuudessa jakeluverkon toimintaan verrattessa.

Etäluettavien mittarien myötä on ollut mahdollista lukea asiakkaiden keskituntitehoista huipputehojen suuruuksia. Asiakkaita tulisi ohjata säästämään huipputehoissa ja palkita siitä, että heidän kuormansa on päivän aikana tasainen. Tällä ohjauksella voidaan vähentää vaatimuksia siirtoverkkojen kuormituksen kestävyyydessä. On kuitenkin selvää, että kauden välisi kulutuksen vaihteluja ei voida tehotariffilla ratkaista, mutta päivän sisäiset vaihtelut on mahdollista tasoittaa tehotariffin hinnan antamalla ohjauksella.

Työn lähtökohtaisena oletuksena pidettiin, että tehotariffin vaikuttaa enemmän kerrostalo-, maaseutu-, vapaa-ajan- kaukolämpöasuntoihin. Tehotariffin vaikutuksia asiakkaiden laskutuksessa tehtiin kohderyhmillä, joiden kuluttajat valittiin sattumanvaraisesti saman kaltaisista asumusmuodoista. Kohderyhmien tuloksissa havaittiin, että sekä nykytuottoon sovitettu tehotariffi korottaa oletuksen mukaisesti näiden asuntojen siirtohintaa, maaseudun asuntoja lukuun ottamatta. Maaseudun asunnoilla kulutus oli oletettua tasaisempi, jonka vuoksi heillä muodostui sovitetussa tehotariffissa selkeästi suurin säästö. Toinen asiakasryhmä, jolle muodostui säästöjä, oli sähkölämmitteiset omakotitalot.

Tehotariffin analyysi tehtiin myös täysin tehokorvaavaksi tariffirakenteeksi, jossa havaittiin kuluttajien aiheuttama todellinen kuorma ja heidän aiheuttama kustannus siirtoverkossa. Sovitettua tehotariffia vastaavat ryhmät saisivat jälleen siirt hinnalleen alennuksen ja muut, etenkin kerrostaloasunnot, kokisivat tehokorvaavan tariffirakenteen rankaisuna.

Kuitenkin tehotariffin vaikutukset kuluttajien sähkönkäytössä on vielä tuntematon. Tätä simuloitiin tarkastelemalla edellisten siirtoenergian korotusten avulla. Tähän tarkasteluun otettiin 3 erillistä käyttöpaikkaa, joiden kohdalla ei havaittu merkittävää muutosta kulutuksessa korotuksen ajankohtana. Itseasiassa jokaisella tarkastellulla kuluttajalla vuosienergia kasvoi enemmän sillä vuodella, kun korotus tapahtui.

Pientuoton yleistyminen asettaa myös ongelmia tehotariffin kohdalle. Aurinkopaneeliasennuksien ei nähty antavan hyötyä asiakkaalle siirtolaskussa, mikäli sen hinnoittelu perustuisi täysin tehotariffiin. Tehotariffilla havaittiin kuitenkin alentava vaikutus asiakkaan laskussa, mikäli aurinkopaneeliasennuksessa hyödynnetään myös aurinkoenergiavaraavaa järjestelmää. Älykkäällä säädöllä akkuvaraava aurinkopaneeliasennus voi tukea asunnon sähkönkäyttöä painottaen huipputehohetkiä. Pientuoton osuudella siis tehotariffi voi asettaa suuremmat hankintakustannukset asiakkaille, mutta samalla pientuoton hyöty kasvaa, kun suurempi osuus tuotetusta energiasta voidaan käyttää omana kulutuksena.

Kysyntäjoustopien osuus ja sen tulevaisuus tehotariffien kanssa jää vielä tuntemattomaksi. Kysyntäjoustopien on teoreettisella tasolla lupaava keino hallita verkon toimintaa ja pienentää huipputehon tunteja ilman, että verkkoon on tarpeellista rakentaa uusia voimalaitoksia tukemaan tuotantoa. Tehotariffi voi kuitenkin aiheuttaa kysyntäjoustopien asiakkaille epävarmuutta kysynnänjoustopien vaikutuksesta tehotariffiin. Epävarmuuden vuoksi asiakkaiden halukkuus voi olla pienempi ja heidän kynnyksensä kysynnänjoustopien osallistumiselle on korkeampi. Kysyntäjoustopien tulisi hyödyntää edistyneitä lämmityksen hallintametojeja ja mittausta, jotta kysyntäjoustopien ei aiheuttaisi kulutuspiikkejä, jonka mukaan kuluttajan sähkölasku määräytyisi koko kuukaudelle tai laskutuskaudelle.

Viitteet

- [1] Energiavirasto. *Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2018*. Päivitetty 12.3.2019.
- [2] Porvoon Energia Oy. *Porvoon Energia -konsernin toiminta 1.1.–31.12.2018*. Yrityksen verkkosivu. Viitattu 25.8.2019. Saatavissa: <https://porvoonenergia.fi/fi/tiedotteet/porvoon-energia-konsernin-toiminta-1-1-31-12-2018/>
- [3] Porvoon Sähköverkko Oy. *Yrityksen verkkosivu*. Viitattu 10.6.2019. Saatavissa: <https://porvoonenergia.fi/fi/yritys/porvoon-sahkoverkko/>
- [4] Porvoon Energia Oy. *Toimintavuoden 2017 avainluvut*. Viitattu 10.6.2019. Saatavissa: <https://porvoonenergia.fi/fi/yritys/avainluvut/>
- [5] Aidon Oy. *Mitello paikkatietopalvelu, mittarien ja verkkotoiminnan seurantapalvelu*. Porvoon Sähköverkko Oy:n sisäinen palvelu. <http://www.mitello.com>
- [6] Porvoon Energia Oy. *Porvoon kaukolämpö, toimintaesite*. Verkkodokumentti, Viitattu 25.8.2019. Saatavissa: <http://www.esitteemme.fi/porvoonenergia/WebView/>
- [7] Antti Moisanen. *Sähköverkon suojaustoiminnallisuuksien selvitys suunnittelun näkökulmasta*. Metropolia Ammattikorkeakoulu, insinööritoimisto, 2014.
- [8] Finlex. *Sähkömarkkinalaki*. Päivitetty 9.8.2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- [9] Elenia Oy. *Sähköverkko tuo sähkön kotiisi*. Verkkodokumentti. Viitattu 27.5.2019. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/sahko/turvallisuus>
- [10] Fingrid Oyj. *Datahub*. Verkkodokumentti. Viitattu 8.4.2019. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/palvelut/vahittaismarkkinoiden-tiedonvaihto/datahub/>
- [11] Fingrid Oyj. *Suomen Sähköjärjestelmä*. Verkkodokumentti. Viitattu 8.4.2019. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/>
- [12] Antti Mutanen, Kimmo Lummi, Pertti Järventausta. *Valtakunnallisten tyyppikäyttäjämäärittelyiden päivittäminen ja hyödyntämisen periaatteet verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa*. Tampereen yliopisto, raportti, 2019.
- [13] Fingrid Oyj. *Nordic Power system and interconnections with other systems*. Verkkodokumentti. Viitattu 12.6.2019. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/en/grid/electricity-system-of-finland/nordic-power-system-and-interconnections-with-other-systems/>

- [14] Energiavirasto. *Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla*. Päivitetty 8.11.2018.
- [15] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2012/27/EU.
- [16] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2018/2002.
- [17] Antti Raininko. *Kuluttajan aktivointiin tähtäävät toimenpiteet Euroopan sähkömarkkinoilla*. Energiateollisuus ry ja Aalto-yliopisto, erikoistyö, 2015.
- [18] Antti Silvast, Pirjo Heine, Matti Lehtonen, Kimmo Kivikko, Antti Mäkinen, Pertti Järventausta. *Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuva haitta*. Tampereen teknillinen yliopisto, raportti, 2005.
- [19] Samuli Honkapuro, Kaisa Tahvanainen, Satu Viljanen, Jukka Lassila, Jarmo Partanen, Kimmo Kivikko, Antti Mäkinen, Pertti Järventausta. *DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, raportti, 2006.
- [20] Samuli Honkapuro, Kaisa Tahvanainen, Satu Viljanen, Jarmo Partanen, Antti Mäkinen, Pekka Verho, Pertti Järventausta. *Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto, raportti, 2007.
- [21] Ville Karttunen, Juha Vanhanen, Jarmo Partanen, Kaisa Matschoss, Marika Bröckl, Juha Haakana, Markku Hagström, Jukka Lassila, Aki Pesola, Iivo Vehviläinen. *Selvitys Laatu-kannustimen toimivuudesta ja kehitystarpeista vuosille 2016-2023*. Gaia Consulting Oy, loppuraportti, 2014.
- [22] Tilastokeskus. *Toukokuu 2019: Kuluttajahintaindeksi 2005=100*. Verkkodokumentti. Viitattu 25.6.2019. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/khi/2019/05/khi_2019_05_2019-06-14_tau_006_fi.html
- [23] Timo Kuosmanen, Antti Saastamoinen, Abolfazl Keshvari, Andrew Johnson, Christopher Parmeter. *Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016 - 2019*. Sigma-Hat Economics Oy, loppuraportti, 2014.
- [24] Jani-Pekka Pantti. *Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen*. Tampereen teknillinen yliopisto, diplomityö, 2010.
- [25] Roope Apponen. *Pienasiakkaan tehotariffin kehitys ja käyttöönotto*. Aalto-yliopisto, diplomityö, 2016.
- [26] Porvoon Energia yhtiöt. *Siirto ja energia hinnasto 1.9.2018*. Verkkodokumentti. Viitattu 11.7.2019. Saatavissa <https://porvoonenergia.fi/wp-content/uploads/2018/09/Yleinen-hinnasto-2018-09-01.pdf>
- [27] Erkki Lakervi, Jarmo Partanen. *Sähkönjakelutekniikka*. Kirja, Otatieto, 3. painos, 2012.

- [28] Lasse Loponen. *Huipputehon arviointi*. Savonia-ammattikorkeakoulu, opinnäyte-työ, 2017.
- [29] Santeri Viljakainen. *Sähkökäyttäjien luokittelu ja sähkökäytön ennustaminen sähkönkulutustietojen avulla*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, diplomityö, 2017.
- [30] Göran Koreneff. *Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa*. VTT, tutkimusraportti, 2010.
- [31] Pirjo Heine. *ELEC-E8418 - Sähköenergian käyttösovelluksia*. Aalto-yliopisto, luentomoniste, 2018.
- [32] Gaia Consulting Oy. *Kohtuullisen tuoton laskentatyökalu*. Porvoon Sähköverkon sisäinen dokumentaatio, päivitetty 2018.
- [33] Simo Nurmi. *Sähkömarkkinat nyt - Mitä tapahtui vuonna 2019*. Energiaviraston mediainfo, 15.1.2019.
- [34] Kymenlaakson Sähköverkko Oy. *Loistehon kompensointi*. Verkkodokumenttiosiohje, viitattu 6.8.2019. Saatavissa: <https://www.ksoy.fi/content/download/4298/48684/file/Loistehon+kompensointiosiohje.pdf>
- [35] Fingrid Oyj. *Sähkönsiirto, Maksut*. Verkkodokumentti, viitattu 6.8.2019. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/maksut>
- [36] Enercity Solutions Oy. *Siirtoverkon raportointi*. Laskentatyökalu. Viitattu 6.8.2019.
- [37] Porvoon Sähköverkko Oy. *Kulutusraportointi ja laskenta*. Porvoon Energian sisäinen kulutuksen raportointityökalu. <https://energiani.energiaraportointi.fi>
- [38] Heikki Wilen. *Toimistokiinteistön sähköenergian mittaustiedon analysointi ja hyödyntäminen*. Tampereen teknillinen yliopisto, diplomityö, 2011.
- [39] Gaia Consulting Oy. *Selvitys tehoon perustuvaksi kulutusmaksuksi Fingridin siirtohinnoittelussa*. Fingrid Oyj, raportti, 2018.
- [40] Fortum Oyj. *Myy sähkösi meille*. Verkkodokumentti, viitattu 23.8.2019. Saatavissa: <https://www.fortum.fi/kotiasiakkaille/sahkoa-kotiin/oman-tuotannon-myynti-lahisahko>
- [41] Sähköala.fi. Hannu Huuhki, Santtu Karhinen, Ari Korkala. *Miten teho hinnoittelu vaikuttaa pientuotannon kannattavuuteen?*. Verkkodokumentti, viitattu 23.8.2019. Saatavissa: http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/muut_jutut/fi_FI/siirtohintamurroksessa/

- [42] Finsolar. *Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus*. Verkkodokumentti, viitattu 24.8.2019. Saatavissa: <https://finsolar.net/kannattavuus/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>
- [43] Ville Julin, Esa Myrntinen, Olli Vaniala, Jari Heimonen, Jalmari Laaksonen. *Demand response in electrically heated houses*. Aalto-yliopisto, projektityö, 2017.
- [44] Fingrid Oyj. *Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle*. Päivitetty 2018.